

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,

_____/_____
« ____ » _____ 20__ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 20__ г.

Расчет сети 220 кВ, с последующим подключением к ней горно-обогатительного комбината

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 13-217-1899. ВКР

(код направления, год, номер студенческого)

Консультант, должность

_____/_____
« ____ » _____ 20__ г.

Руководитель, доцент

_____/ В.В. Тарасенко /
« ____ » _____ 20__ г.

Консультант, должность

_____/_____
« ____ » _____ 20__ г.

Автор

студент группы ЗИЭФ – 590с

_____/ В.Б. Медведев /
« ____ » _____ 20__ г.

Консультант, должность

_____/_____
« ____ » _____ 20__ г.

Нормоконтролер, доцент

/ В.В. Тарасенко /
« ____ » _____ 20__ г.

АННОТАЦИЯ

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе Расчет сети 220 кВ, с последующим подключением к ней горно-обогатительного комбината.
– Челябинск: ЮурГУ (НИУ), Медведев В.Б. ЗИЭФ-590с., 110 с., 38 ил., 38 табл., библиогр. список – 27 наим.

Расчет сети 220 кВ, с последующим подключением к ней горно-обогатительного комбината. В выпускной квалификационной работе проанализированы режимы существующей сети для определения ее работоспособности до и после подключения к ней трансформаторной подстанции, и оценки необходимости реконструкций ее элементов. В работе осуществлен выбор оптимального варианта подключения, который обоснован экономически. Для питания проектируемого горно-обогатительного комбината выполнен выбор схемы и оборудования, распределительного устройства подстанции и снабжения энергией ее собственных нужд, разработана грозозащита подстанции.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	11
1.1 Данные о сети.....	11
1.1.1 Данные о нагрузках сети	12
1.1.2 Сведения об источниках мощности.....	13
1.1.3 Сведения о воздушных линиях электропередач	13
1.2 Схема сети	15
1.2.1 Принципиальная схема.....	15
1.2.2 Схема замещения ВЛ.....	17
1.2.3 Параметры схемы замещения воздушных линий электропередач.....	17
1.2.4 Схемы замещения трансформаторов	21
1.3 Проверка установленных трансформаторов	22
1.4 Схема замещения	26
2 АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ИСХОДНОЙ СЕТИ.....	27
2.1 Баланс мощностей.....	27
2.2 Расчет максимального режима.....	28
2.2.1 Карта максимального режима работы	29
2.2.2 Анализ токов в ветвях.....	30
2.2.3 Напряжения в узлах	31
2.3 Расчет минимального режима.....	32
2.3.1 Карта минимального режима работы	33
2.3.2 Напряжения в узлах	34
3 ВЫБОР ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	39
3.1 Расчет оптимального номинального напряжения.....	39
3.2 Варианты развития энергосистемы.....	39
3.2.1 Первый Вариант	40
3.2.2 Второй Вариант.....	44
3.2.3 Третий вариант.....	48
3.3 Сравнение вариантов. Расчет приведенных затрат.....	53
3.4 Карта максимального режима работы	56
3.5 Анализ токов в ветвях.....	57
3.6 Карта минимального режима работы	59
3.6.1 Напряжения в узлах	60
3.7 Послеаварийный режим	65
4 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ.....	70
4.1 Разработка структурной схемы	70
4.1.1 Выбор схемы соединения основного оборудования.....	70
4.2 Выбор силовых трансформаторов	71
4.3 Проверка линий электропередач.....	73
4.4 Разработка главной схемы.....	74
4.4.1 Выбор схем распределительных устройств.....	74
4.5.2 Расчетные токи на высшем напряжении:	77

Изм.	Лист	Архивный	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
7

4.5.3	Расчетные токи на низшем напряжении:.....	78
4.6	Выбор расчетной точки короткого замыкания.....	79
4.6.1	Для системы, где рассматривается КЗ, напряжением 220 кВ, значение ударного коэффициента:.....	82
4.7	Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерения.....	82
4.7.1	Выбор выключателей и разъединителей.	82
4.7.2	Трансформаторов тока на стороне ВН.	86
4.7.3	Трансформаторы напряжения в цепях РУ ВН 220 кВ.	89
4.7.4	Выбор токоведущих частей и изоляторов.	91
4.8	Выбор оборудования на стороне низкого напряжения 10,5 кВ.	92
4.8.1	Комплектное распределительное устройство.	92
4.8.2	Выключатели РУ НН 10,5 кВ.....	93
4.8.3	Трансформаторы тока на РУ НН 10.5 кВ.	94
4.8.4	Выбор ТН в цепях РУ НН 10,5 кВ.	99
4.8.5	Выбор токоведущих частей и изоляторов на напряжении 10,5 кВ.....	99
4.9	Выбор схемы питания собственных нужд.....	102
4.9.1	Определение мощности потребителей собственных нужд.	102
4.9.2	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	103
4.9.3	Выбор схемы собственных нужд.	104
5	ГРОЗОЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ.....	105
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	107
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	109

Изм.	Лист	Архив	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

ВВЕДЕНИЕ

Одним из основных факторов оценки уровня подготовленности технических специалистов является навыки применения пролученных знаний и умений на практике.

В особенности наглядно они проявляются при осуществлении проектирования.

Выполнение проектных работ предшествуют в электроэнергетике не только сооружению новых сетей, расширению или реконструкции существующих электрических сетей и узлов, но и позволяют осуществить экономическую оценку возможных вариантов проведения этих изменений, оценить необходимые затраты и сроки проведения работ, период окупаемости проекта.

При выполнении проектирования решаются множество задач, в том числе и выбор оптимального варианта, соответствующего поставленным целям и удовлетворяющего множеству условий.

В современных условиях необходимо учитывать, что любое проектное решение должно быть технически и технологически взвешенным и обоснованным экономической целесообразностью, а так же учитывать возможные перспективы развития электрических сетей. В настоящее время в практике проектирования электрических сетей нашел широкое применение метод сопоставления. Из вариантов, удовлетворяющих техническим требованиям, необходимо осуществить отбор наиболее целесообразного на основе сравнения технико-экономических расчетов. Оптимальный и принимается для дальнейшей детальной проработки и последующей практической реализации.

В настоящее время использование высоких классов напряжения для передачи электрической энергии ограничивается целесообразностью больших затрат на электротехническое оборудование. Одной из угроз являются перенапряжения. Наиболее сильными из них как правило являются перенапряжения в следствие прямого удара молнии в оборудование на территории подстанции. Для предотвращения аварийных ситуаций и затрат на ремонт дорогостоящего оборудования применяются средства грозозащиты. Существующие методики позволяют рассчитывать необходимое и достаточное количество средств грозозащиты исходя из района и условий надежности электроустановок.

Таким образом целью выпускной квалификационной работы является: выполнение расчета сети 220 кВ и оценка возможности и вариантов подключения к ней горно-обогатительного комбината.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- выполнить анализ режимов существующей сети для определения ее работоспособности до и после подключения к ней трансформаторной подстанции;
- провести оценку необходимости реконструкций элементов сети 220 кВ;
- осуществить выбор оптимального варианта подключения и обосновать его экономически;
- выбрать схему питания проектируемого горно-обогатительного комбината;
- выполнить выбор оборудования, распределительного устройства подстанции;
- разработать грозозащиту подстанции.

Решение задач электроснабжения горно-обогатительного предприятия, т.е. выбор оптимального решения требует сопоставления нескольких возможных вариантов с

Изм.	Лист	Архив	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
9

применением разных напряжений, числа и мест расположения понижающих подстанций, мощности и количества трансформаторов и оборудования подстанции. Очевидно, что сравниваемые варианты не будут абсолютно равноценными по степени бесперебойности электроснабжения, техническому уровню, качеству электроэнергии и другим показателям, тем не менее каждый из сравниваемых вариантов должен соответствовать требованиям, предъявляемым к электроснабжению горно-обогатительных предприятий.

Все технико-экономические показатели при сравнении вариантов определяются применительно к одинаковому уровню цен и равнозначны по техническим показателям.

Современный горно-обогатительный комбинат — это сложный комплекс производственных сооружений — объектов добычи и транспортирования, дробления, сортировки, и обогащения руды, окускования концентрата, водоснабжения и общекомбинатских.

Правильное построение схем электроснабжения для горно-обогатительных предприятий — главное условие обеспечения надежного питания электроэнергией потребителей.

Внешнее электроснабжение горно-обогатительных комбинатов осуществляется обычно на напряжении 35 — 220 кВ .

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
10

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1.1 Данные о сети

Участок областной сети. Расположение узлов сети представлено на рисунке 1. Сеть включает кольцевую ЛЭП 110 кВ (узлы 6-37) обеспечивающую ряд населенных пунктов и промышленных предприятий, а также магистральную линию 220 кВ (узлы 6, 29, 38, 42).

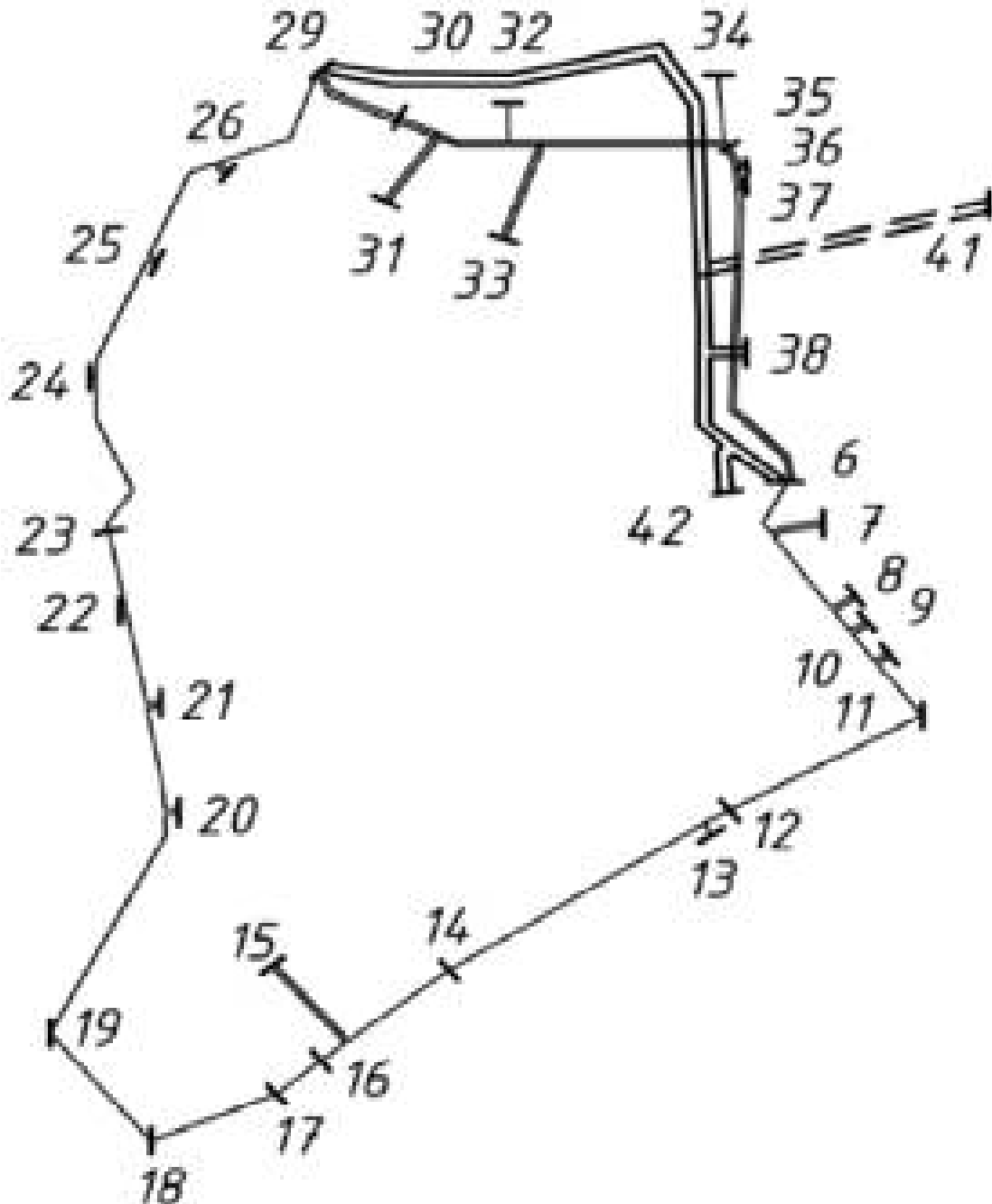


Рисунок 1 – План участка анализируемой сети

В данной работе будет произведен анализ режимов существующей сети, выбор наиболее эффективного варианта подключения нагрузок ГОКа, оборудования и схема распределительного устройства подстанции в узле № 41.

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

1.1.1 Данные о нагрузках сети

Заданные значения активной и реактивной мощностей потребителей в каждом узле объединены и представлены в таблицу 1.

Таблица 1 – Данные о нагрузках ЛЭП

Номер узла , №, п/п	Обозначение	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$, кВ	Активная нагрузка, P , МВт	Реактивная нагрузка, Q , МВАР	Примечание
5	6/ 220	220	252,6	85,8	
6	6/ 110	110	171	21	
7	7/110	110	14	11	
8	8/110	110	1	-	
9	9/110	110	1	-	
10	10/110	110	2	2	
11	11/110	120	-12,4	-1,5	
12	12/110	110	1	1	
13	13/110	110	1	-	
14	14/110	110	4	2	
15	15/110	110	1	-	
16	16/110	110	1	-	
17	17/110	110	2	1	
18	18/110	110	4	6	
19	19/110	110	1	-	
20	20/110	110	1	-	
21	21/110	110	2	1	
22	22/110	110	2	1	
23	23/110	110	9	-2	
24	24/110	110	1	-	
25	25/110	110	1	1	
26	26/110	110	1	-	
27	29/220	220	-13	-8	
29	29/110	110	21	-7	
30	30/110	110	6	2	
31	31/110	110	1	-	
32	32/110	110	2	1	
33	33/110	110	1	-	
34	34/110	110	1	-	
35	35/110	110	22	10	
36	36/110	110	1	-	
37	37/110	110	1	-	
39	39/220	220	26,5	17,2	
41	41/220	220	100	80	Разрабатываемая

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист 12

1.1.2 Сведения об источниках мощности

Заданные значения номинальных мощностей и текущей выработки генераторов в режиме максимальных нагрузок, в каждом узле объединены блоки работающие на одинаковом напряжении, данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о источниках мощности

Номер узла, №, п/п	Номинальное напряжение, $U_{\text{НОМ}}$, кВ	Мощность генерации, $S_{\text{Г}}$, МВА	Максимальная мощность генерации, $S_{\text{ГМ}}$, МВА	$\text{tg}\varphi$	Собственные нужды и/м	
					Активная нагрузка, $P_{\text{С.Н.}}$, МВт	Реактивная нагрузка, $Q_{\text{С.Н.}}$, МВАР
1(6)	10,5	0	35	0,473	23,1	19,8
		46,5	50			
		0	50			
2(6)	13,5	99,2	100	0,396	19,5	18,2
		99,2	100			
3(6)	13,5	74,96	82	0,461	7	7,2
		74,96	82			
4(6)	10,5	181,58	200	0,514	48	43,2
		181,58	200			
42	220	153	400	0,650	8.1	4.32

1.1.3 Сведения о воздушных линиях электропередач

Так как в исходных данных подавляющее большинство линий представлено несколькими участками проводов различного сечения, либо включают в себя заходы на подстанции объединяем каждый участок по отдельности в соответствующую ветвь, для верного составления схемы замещения.

Кабельных передач нет.

Данные о воздушных линиях, соединяющих узлы рассматриваемой сети, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные о воздушных линиях сети

Номер узла начала	Номер узла конца	Номинальное напряжение, $U_{\text{НОМ}}$, кВ	Количество цепей	Марка провода	Длина передачи, l_i км	Общая длина передачи, l км
6	7	110	1	АС-240	2.4	2.7
				АС-150	0.3	
7	8	110	1	АС-150	36.1	38.5
				АС-240	2.4	
8	9	110	1	АС-150	38.7	38.7
9	10	110	1	АС-150	22.5	22.5

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 3 – Данные о воздушных линиях сети

Номер узла начала	Номер узла конца	Номинальное напряжение, $U_{НОМ}$, кВ	Количество цепей	Марка провода	Длина передачи, l_i км	Общая длина передачи, l км
10	11	110	1	АС-150	7.4	7.4
11	12	110	1	АС-120	36.8	36.8
12	13	110	1	АС-150	20	35.4
				АС-95	15.4	
13	14	110	1	АС-150	20	20
14	15	110	1	АС-150	9.4	31.4
				АС-120	22	
15	16	110	1	АС-120	9.2	18.6
				АС-150	9.4	
16	17	110	1	АС-120	8	8
17	18	110	1	АС-150	23.6	23.6
18	19	110	1	АС-120	32	32
19	20	110	1	АС-120	33	33
20	21	110	1	АС-95	12.1	16.99
				АС-95	3.99	
				АС-95	0.9	
21	22	110	1	АС-95	0.9	21.1
				АС-95	20.2	
22	23	110	1	АС-95	14.6	14.6
23	24	110	1	АС-120	9.6	27.4
				АС-150	17.8	
24	25	110	1	АС-120	19.9	19.9
25	26	110	1	АС-120	19	19
26	29	110	1	АС-120	27.6	27.6
29	30	110	2	АС-150	14.4	14.4
30	31	110	2	АС-120	11.66	13.12
				АС-150	0.96	
				АС-150	0.5	
31	32	110	2	АС-120	11.66	22.02
				АС-150	0.96	
				АС-70	9.4	
32	33	110	2	АС-120	11.66	19.02
				АС-150	0.96	
				АС-70	6.4	
33	34	110	2	АС-120	11.66	15.02
				АС-150	0.96	
				АС-150	2.4	

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 3 – Данные о воздушных линиях сети

Номер узла начала	Номер узла конца	Номинальное напряжение, $U_{\text{НОМ}}$, кВ	Количество цепей	Марка провода	Длина передачи, l_i км	Общая длина передачи, l км
34	35	110	2	АС-120	11.66	12.62
				АС-150	0.96	
35	36	110	2	АС-150	6.467	20.397
				АС-240	11.6	
36	37	110	2	АС-150	6.467	19.767
				АС-240	11.6	
				АС-95	1.7	
37	6	110	2	АС-150	6.467	18.067
				АС-240	11.6	
39	5	220	1	АСУ-400	14.88	18.88
				АСУ-400	4	
39	40 (41)	220	1	АСО-400	20	20
40 (41)	27	220	1	АСО-400	18.5	57.7
				АСУ-400	39.2	
5	42	220	1	АСО-400	6	6
42	40 (41)	220	1	АСО-400	38.88	38.88
40 (41)	27 (29)	220	1	АСО-400	18.5	57.7
				АСУ-400	39.2	

Сечение стального сердечника проводов во всех линиях наименьшее при данных параметрах сечения алюминиевой части.

1.2 Схема сети

1.2.1 Принципиальная схема

Представим схему сети, компактно расположив узлы, указав их названия, номинальные напряжения нагрузки и генерацию, на рисунке 2.

Выберем схемы замещения ЛЭП, трансформаторов и автотрансформаторов, размещенных на подстанциях, и определим значения ее параметров.

Изм.	Лист	Архив	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

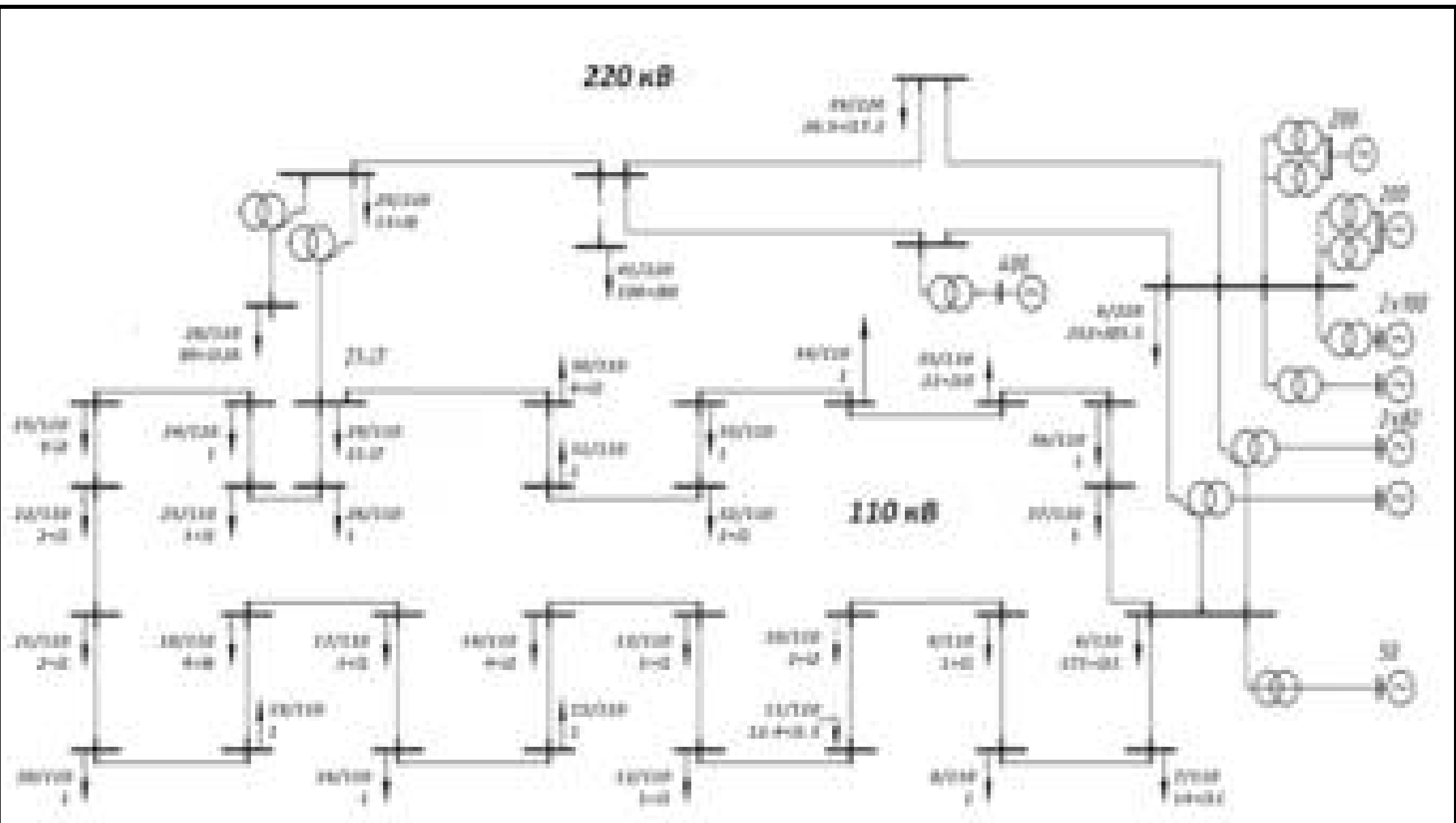


Рисунок 2 –Схема сети

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

1.2.2 Схема замещения ВЛ

Так как в рассматриваемой сети все линии электропередач 110- 220 кВ длиной менее 300 км, поэтому для расчета режимов сети представим из П-образной схемой замещения с сосредоточенными параметрами (Рисунок 3):

$r_{л}$ - активное сопротивление, учитывает потери активной мощности на нагрев провода;

$x_{л}$ - индуктивное сопротивление, определяет магнитное поле, возникающее вокруг и внутри провода;

$b_{л}$ - емкостная проводимость, обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод-земля;

$g_{л}$ - активная проводимость, учитывает затраты активной мощности на ионизацию воздуха (потери мощности на корону) и токи утечки через изоляторы, которыми для ВЛ можно пренебречь.

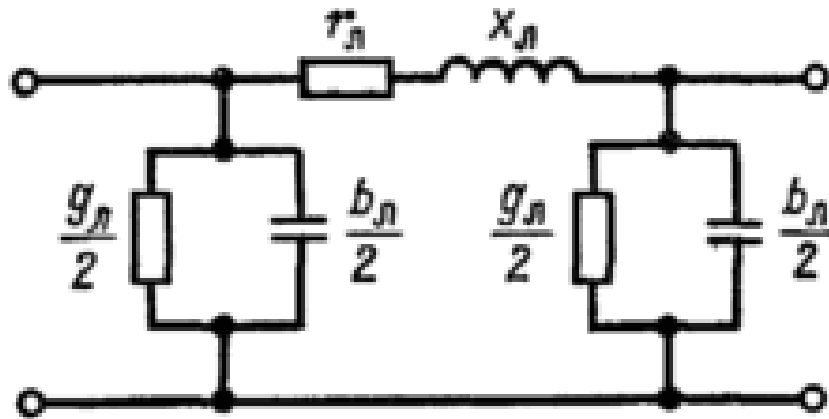


Рисунок 3 – П-образная схема замещения линии электропередачи

1.2.3 Параметры схемы замещения воздушных линий электропередач

Расчет параметров схемы замещения начинаем с определения их значений для 1 км длины линии (погонные параметры).

Погонные параметры для каждого участка линий выписываем из справочника Файбисовича.

Данные для линий электропередач приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Справочные данные о сопротивлениях воздушных линий

Номер узла начала	Номер узла конца	Исходные данные			Погонные параметры		
		Ном. напряжение, $U_{ном}$, кВ	Кол-во цепей, n	Длина передачи, l км	Уд. акт-ое сопр., r_0 , Ом	Уд. инд-ое сопр., x_0 , Ом	Уд. ёмк-ная пров. на землю, b_0 мкСим
6	7	110	1	2.4	0.118	0.405	2.808
				0.3	0.204	0.42	2.707

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата
------	------	---------	-------	------

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 4 – Справочные данные о сопротивлениях воздушных линий

Номер узла начала	Номер узла конца	Исходные данные			Погонные параметры		
		Ном. напряжение, $U_{\text{ном}}$, кВ	Кол-во цепей, n	Длина передач и, l км	Уд. акт-ое сопр., r_0 , Ом	Уд. инд-ое сопр., x_0 , Ом	Уд. ёмк-ная пров. на землю, b_0 мкСим
8	9	110	1	38.7	0.204	0.42	2.707
9	10	110	1	22.5	0.204	0.42	2.707
10	11	110	1	7.4	0.204	0.42	2.707
11	12	110	1	36.8	0.244	0.427	2.658
12	13	110	1	20	0.204	0.42	2.707
				15.4	0.301	0.434	2.611
13	14	110	1	20	0.204	0.42	2.707
14	15	110	1	9.4	0.204	0.42	2.707
				22	0.244	0.427	2.658
15	16	110	1	9.2	0.244	0.427	2.658
				9.4	0.204	0.42	2.707
16	17	110	1	8	0.244	0.427	2.658
17	18	110	1	23.6	0.204	0.42	2.707
18	19	110	1	32	0.244	0.427	2.658
19	20	110	1	33	0.244	0.427	2.658
20	21	110	1	12.1	0.301	0.434	2.611
				3.99	0.301	0.434	2.611
				0.9	0.301	0.434	2.611
21	22	110	1	0.9	0.301	0.434	2.611
				20.2	0.301	0.434	2.611
22	23	110	1	14.6	0.301	0.434	2.611
23	24	110	1	9.6	0.244	0.427	2.658
				17.8	0.204	0.42	2.707
24	25	110	1	19.9	0.244	0.427	2.658
25	26	110	1	19	0.244	0.427	2.658
26	29	110	1	27.6	0.244	0.427	2.658
29	30	110	2	14.4	0.102	0.21	5.414
30	31	110	2	11.66	0.122	0.214	5.316
				0.96	0.102	0.21	5.414
				0.5	0.102	0.21	5.414
31	32	110	2	11.66	0.122	0.214	5.316
				0.96	0.102	0.21	5.414
				9.4	0.422	0.444	2.547

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 4 – Справочные данные о сопротивлениях ВЛ

Номер узла начала	Номер узла конца	Исходные данные			Погонные параметры		
		Ном. напряжение, $U_{\text{НОМ}}$, кВ	Кол-во цепей, n	Длина передач и, l км	Уд. акт-ое сопр., r_0 , Ом	Уд. инд-ое сопр., x_0 , Ом	Уд. ёмк-ная пров. на землю, b_0 мкСим
32	33	110	2	11.66	0.122	0.214	5.316
				0.96	0.102	0.21	5.414
				6.4	0.422	0.444	2.547
33	34	110	2	11.66	0.122	0.214	5.316
				0.96	0.102	0.21	5.414
				2.4	0.204	0.42	2.707
34	35	110	2	11.66	0.122	0.214	5.316
				0.96	0.102	0.21	5.414
35	36	110	2	6.467	0.102	0.21	5.414
				11.6	0.059	0.203	5.616
36	37	110	2	6.467	0.102	0.21	5.414
				11.6	0.059	0.203	5.616
				1.7	0.301	0.434	2.611
37	6	110	2	6.467	0.102	0.21	5.414
				11.6	0.059	0.203	5.616
39	5	220	1	14.88	0.079	0.42	2.701
				4	0.079	0.42	2.701
39	40	220	1	20	0.08	0.42	2.701
40	27	220	1	18.5	0.08	0.42	2.701
				39.2	0.079	0.42	2.701
5	42	220	1	6	0.08	0.42	2.701
42	40	220	1	38.88	0.08	0.42	2.701
40	27	220	1	18.5	0.08	0.42	2.701
				39.2	0.079	0.42	2.701

Сосредоточенные параметры П-образной схемы замещения находят по формулам:

$$r_3 = \frac{r_0 \cdot l}{n} = \frac{0.204 \cdot 38.7}{1} = 7.895 \text{ Ом}, \quad (1)$$

$$x_3 = \frac{x_0 \cdot l}{n} = \frac{0.42 \cdot 38.7}{1} = 16.25 \text{ Ом}, \quad (2)$$

$$b_3 = n \cdot b_0 \cdot l = 1 \cdot 2.707 \cdot 38.7 = 104.76 \text{ мкСм}, \quad (3)$$

$$Q_3 = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_3 \text{ МВАР}. \quad (4)$$

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Таблица 5 – Сосредоточенные параметры схемы замещения воздушных линий

Номер узла начала	Номер узла конца	Расчетные параметры			
		Активное сопр., $r_{л}$, Ом	Индуктивное сопр., $x_{л}$, Ом	Ёмкостная пров. на землю, $b_{л}$, мкСим	Зарядная мощность линии Q_3 , МВАР
6	7	0,34	1,10	7,55	0,09
7	8	7,65	16,13	104,46	1,26
8	9	7,89	16,25	104,76	1,27
9	10	4,59	9,45	60,91	0,74
10	11	1,51	3,11	20,03	0,24
11	12	8,98	15,71	97,81	1,18
12	13	8,72	15,08	94,35	1,14
13	14	8,72	15,08	94,35	1,14
14	15	7,29	13,34	83,92	1,02
15	16	4,16	7,88	49,90	0,60
16	17	1,95	3,42	21,26	0,26
17	18	4,81	9,91	63,89	0,77
18	19	7,81	13,66	85,06	1,03
19	20	8,05	14,09	87,71	1,06
20	21	5,11	7,37	44,36	0,54
21	22	6,35	9,16	55,09	0,67
22	23	4,39	6,34	38,12	0,46
23	24	5,97	11,58	73,70	0,89
24	25	4,86	8,50	52,89	0,64
25	26	4,64	8,11	50,50	0,61
26	29	6,73	11,79	73,36	0,89
29	30	1,47	3,02	77,96	0,94
30	31	1,57	2,80	69,89	0,85
31	32	5,49	6,86	91,12	1,10
32	33	4,22	5,53	83,48	1,01
33	34	2,01	3,70	73,68	0,89
34	35	1,52	2,69	67,18	0,81
35	36	1,63	4,20	112,54	1,36
36	37	1,86	4,44	104,59	1,27
37	6	1,34	3,71	100,16	1,21
39	5	1,49	7,93	50,99	2,47
39	40	1,60	8,40	54,02	2,61
40	27	4,58	24,23	155,85	7,54
5	42	0,48	2,52	16,21	0,78
42	40	3,11	16,33	105,01	5,08
40	27	4,58	24,23	155,85	7,54

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата
------	------	---------	-------	------

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

1.2.4 Схемы замещения трансформаторов

Для замещения двухобмоточных трансформаторов на схеме воспользуемся Г-образной схемой представленной на рисунке 4.

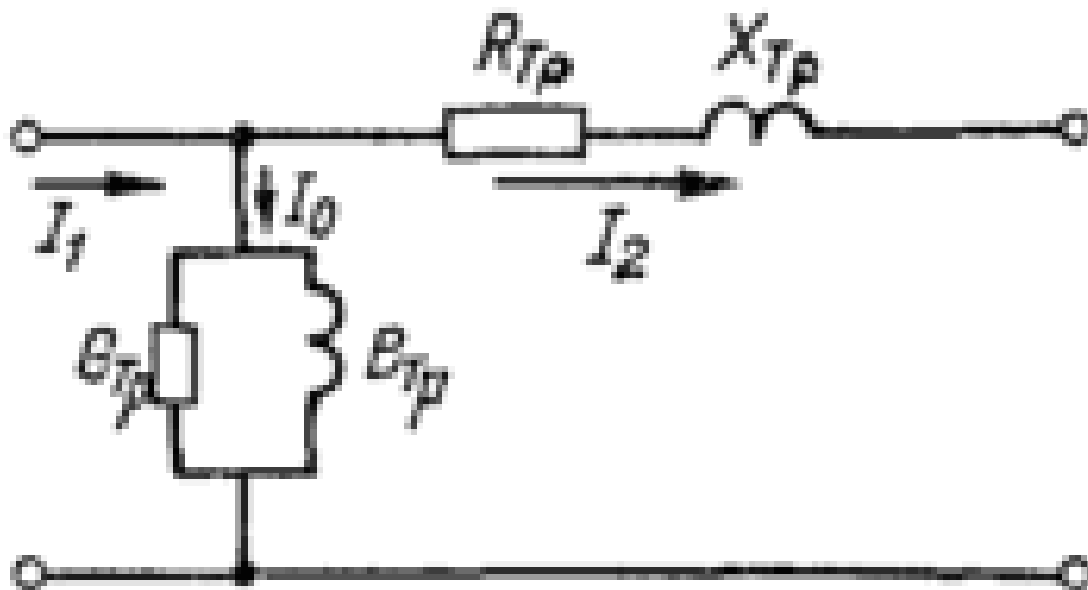


Рисунок 4 - Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Для замещения автотрансформаторов на схеме воспользуемся трех лучевой схемой замещения представленной на рисунке 5

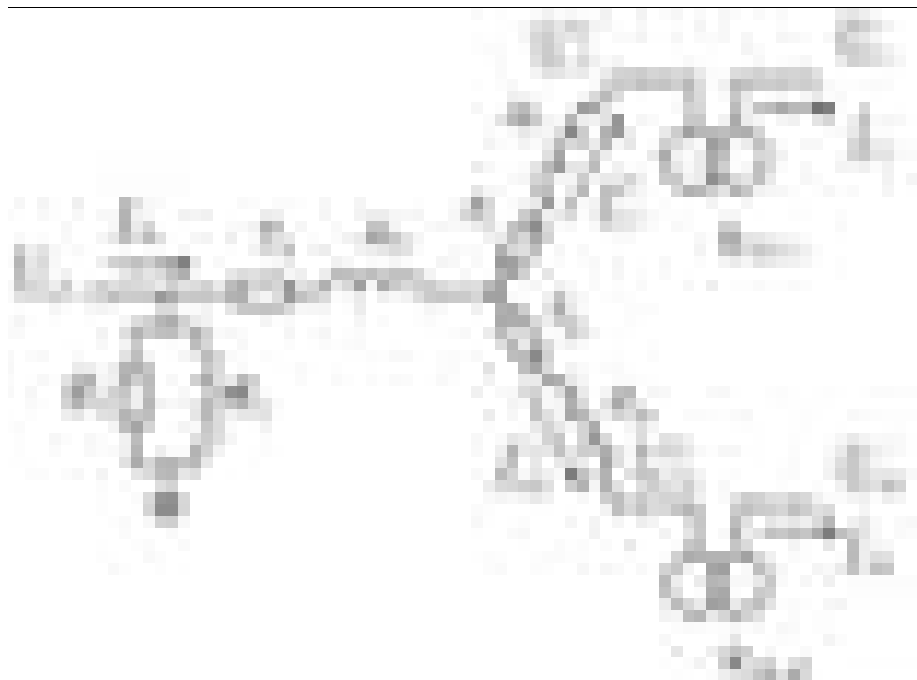


Рисунок 5 – Схема замещения автотрансформатора

1.2.4.1 Двухобмоточные трансформаторы

Паспортные данные для каждого типа трансформаторов и автотрансформаторов установленного на электростанции выписываем из справочника Файбисовича.

Полученные значения приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Данные о двухобмоточных трансформаторах

Номер узла вывода ВН	Тип	Регулирование	Ном. мощность, $S_{ном}$, МВА	Кол-во n	Ном. напряжение, $U_{ном}$, кВ		Активное сопр., R_T , Ом	Индуктивное сопр., X_T , Ом
					ВН	НН		
5	ТДЦ-125000 / 220	-	125	2	242	13,5	1,4	51,5
5	ТДЦ-125000 / 220	-	125	4	242	10,5	1,4	51,5
6	ТРДН-80000 / 110	РПН $\pm 9 \cdot 1,78 \%$	80	2	121	10,5	0,6	17,4

1.2.4.2 Автотрансформаторы

У всех автотрансформаторов в системе имеется возможность регулирования под нагрузкой в линии СН $\pm 12 \%$, ± 6 ступеней.

Таблица 7 – Данные об автотрансформаторах

Номер узла вывода ВН	Тип	Ном. мощность, $S_{ном}$, МВА	Кол-во, n	Ном. напряжение, $U_{ном}$, кВ			Активное сопр., R_T , Ом			Индуктивное сопр., X_T , Ом		
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
5	АТДЦТН-250000 / 220 / 110	250	2	230	121	13,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1
27	АТДЦТН-250000 / 220 / 110	250	2	230	121	-	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1

1.3 Проверка установленных трансформаторов

Так как блоки на электростанции были объединены в узлы в которых осуществляется параллельная работа двух трансформаторов, расчетным является случай отказа одного из них.

Когда оставшийся в работе трансформатор с учетом аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность.

В этом случае номинальная мощность трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{макс}}}{k_{\text{ав}}} \quad (5)$$

где $S_{\text{макс}}$ – полная мощность генерации в узле; $k_{\text{ав}}$ – коэффициент нагрузки в послеаварийном режиме.

В действительности на электростанции для каждого блока выбирается трансформатор так, чтобы $S_{\text{ном}}$ трансформатора должна быть больше мощности протекающей через него:

Расчетный коэффициент нагрузки в послеаварийном режиме при проектировании принимается равным 1,4.

Определим $S_{\text{макс}}$ для 2, 3 и 4 блока ЭС (узел №1) по следующей формуле:

$$S_{\text{макс}} = \sum_2^4 S_{\text{гмакс } i} - S_{\text{сн}}, \quad (6)$$

$$S_{\text{макс}} = 50 + 50 + 35 - \sqrt{31^2 + 20^2} = 104,57 \text{ МВА}, \quad (7)$$

$$S_{\text{макс}} = 104,57 \text{ МВА}, \quad (8)$$

$$S_T = \frac{104,57}{1,4} = 74,7 \text{ МВА}. \quad (9)$$

Согласно расчетному S_T два трансформатора ТРДН - 80000 / 110 выбрано верно.

Рассчитаем коэффициент нагрузки в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{2S_T}, \quad (10)$$

$$k_3 = \frac{104,57}{160} = 0,654. \quad (11)$$

Полученное значение входит в допустимый диапазон $0,65 \div 0,7$.

Также выполняется условие установки трансформаторов на электростанции:

$$S_T > S_{\text{гмакс } i}, \quad (12)$$

$$80 > 50, 50, 35$$

Для 5 и 6 турбоагрегата на ЭС1 (узел №2) расположено 2 автотрансформатора:

$$S_{\text{макс}} = 100 + 100 - \sqrt{19,5^2 + 18,2^2} = 173,33 \text{ МВА}, \quad (13)$$

$$S_{\text{макс}} = 173,33 \text{ МВА}, \quad (14)$$

$$S_T = \frac{173,334}{1,4} = 123 \text{ МВА}. \quad (15)$$

Согласно расчетному S_T автотрансформатор АДЦТН-250000 / 220 / 110 выбрано верно. Два трансформатора увеличивают надежность схемы и позволяют трансформировать мощности из сети 220 в сети 110.

Рассчитаем коэффициент нагрузки в нормальном режиме:

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

$$k_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{2S_T}, \quad (16)$$

$$k_3 = \frac{173,334}{250} = 0,693. \quad (17)$$

Полученное значение входит в допустимый диапазон $0,65 \div 0,7$.

Также выполняется условие установки трансформаторов на электростанции:

$$S_T > S_{\text{Гмакс } i}, \quad (18)$$

$$250 > 100,100.$$

Для 7 и 8 блока ЭС (узел №3):

$$S_{\text{макс}} = 82 + 82 - \sqrt{7^2 + 7,2^2} = 153,96 \text{ МВА}, \quad (19)$$

$$S_{\text{макс}} = 153,96 \text{ МВА},$$

$$S_T = \frac{153,96}{1,4} = 109,97 \text{ МВА}. \quad (21)$$

Согласно расчетному S_T два трансформатора ТДЦ-125000 / 220 выбрано верно. Рассчитаем коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{2S_T}, \quad (22)$$

$$k_3 = \frac{153,96}{250} = 0,616. \quad (23)$$

Полученное значение не входит в допустимый диапазон $0,65 \div 0,7$.

Но данное несоответствие длится только в зимний сезон эксплуатации, так как в это время происходит отбор тепловой энергии для отопительных целей. В остальной период времени коэффициент загрузки k_3 и расчетная мощность трансформаторов S_T соответствует блокам 5 и 6

Также выполняется условие установки трансформаторов на электростанции:

$$S_T > S_{\text{Гмакс } i}, \quad (24)$$

$$125 > 82,82.$$

Для 9 и 10 блока ЭС (узел №4):

$$S_{\text{макс}} = 200 + 200 - \sqrt{48^2 + 43,2^2} = 335,42 \text{ МВА}, \quad (25)$$

$$S_{\text{макс}} = 335,42 \text{ МВА}, \quad (26)$$

$$S_T = \frac{335,42}{1,4} = 239,59 \text{ МВА}. \quad (27)$$

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Согласно расчетному S_T четыре трансформатора ТДЦ-125000 / 220 выбрано верно.
Рассчитаем коэффициент нагрузки в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{\max}}{2S_T}, \quad (28)$$

$$k_3 = \frac{335,42}{500} = 0,671. \quad (29)$$

Полученное значение не входит в допустимый диапазон $0,65 \div 0,7$.

Также выполняется условие установки трансформаторов на электростанции:

$$S_T > S_{\max} i, \quad (30)$$

$$250 > 200.$$

Для п/ст (узел №29):

$$S_{\max} = 85 + 85 = 170 \text{ МВА}, \quad (31)$$

$$S_T = \frac{170}{1,4} = 121,429 \text{ МВА}. \quad (33)$$

Согласно расчетному S_T два трансформатора ТДЦ-125000 / 220 выбрано верно.
Рассчитаем коэффициент нагрузки в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{\max}}{2S_T}, \quad (34)$$

$$k_3 = \frac{170}{250} = 0,68. \quad (35)$$

Полученное значение входит в допустимый диапазон $0,65 \div 0,7$.

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
25

1.4 Схема замещения

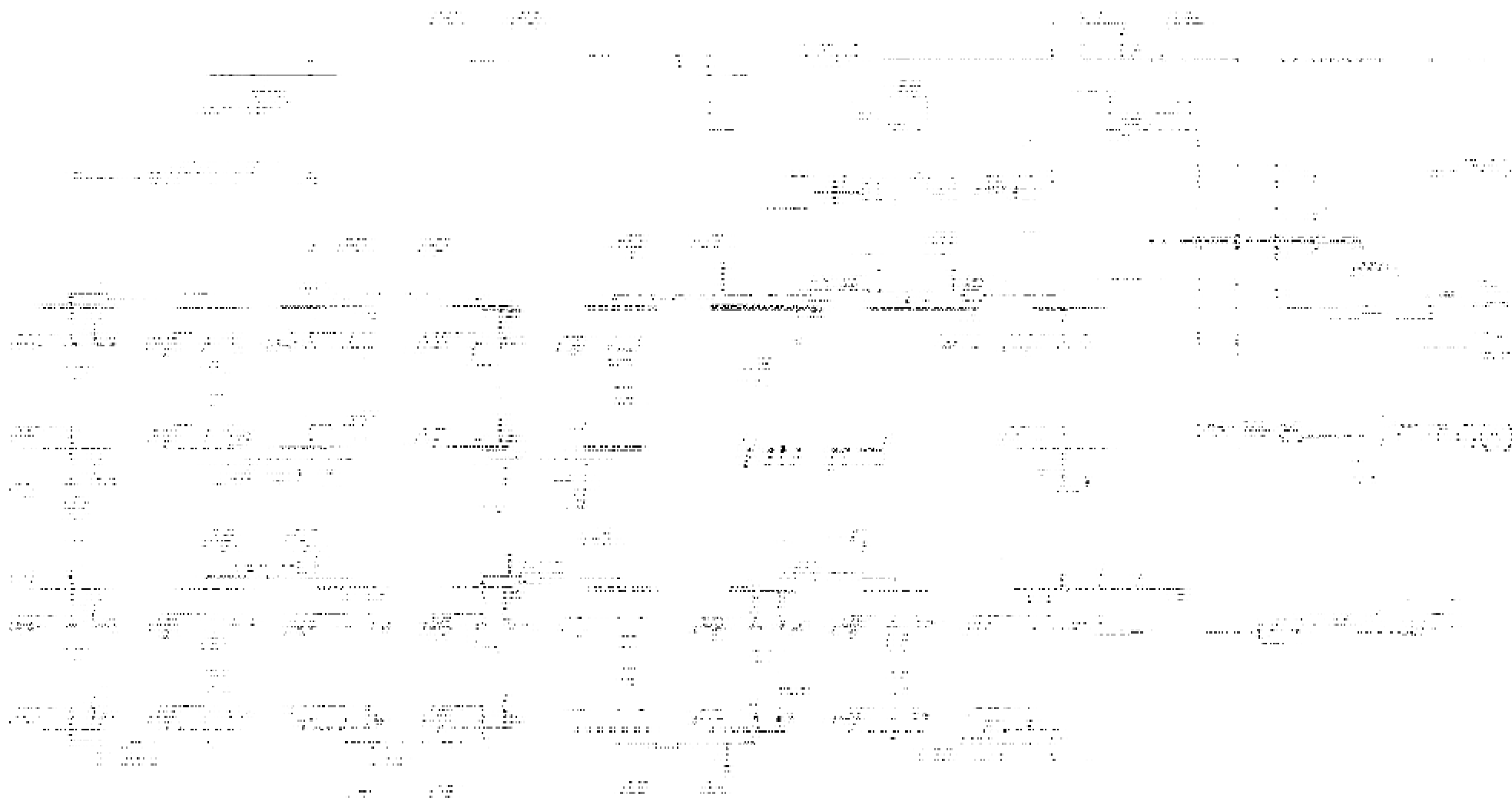


Рисунок 6 –Схема замещения сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

2 АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ИСХОДНОЙ СЕТИ

2.1 Баланс мощностей

В каждый момент времени систему должно поступать от генераторов электростанции столько электроэнергии сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активной мощности при неизменной частоте записывается так:

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П}. \quad (36)$$

где $\sum P_{Г}$ - суммарная генерируемые активная мощность электростанций;

$\sum P_{П}$ - суммарное потребление мощности мощность.

Заметим что баланс активных мощностей в проектируемом сетевом районе, согласно исходным данным, обеспечивается за счёт арендной мощности соседней энергосистемы передающей необходимое количество активной мощности, МВт:

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{СН} + \sum P_{\Delta л} + \sum P_{\Delta Т}, \quad (37)$$

$$\sum P_{П} = 921,1 + 97,6 + 27,63 + 13,82 = 1060,15 \text{ МВт}, \quad (38)$$

$$\sum P_{Г} = 923,2 \text{ МВт}$$

$$P_{С} = \sum P_{Г} - \sum P_{П} = -136,95 \text{ МВт}. \quad (39)$$

Полученное значение соответствует обменной мощности соседней системы, которую необходимо получить через базисный узел (Узел №11)

Баланс реактивной мощности также проверяется для режима максимальных нагрузок.

Баланс реактивной мощности соответствует равенство

$$\sum Q_{Г} + \sum Q_{З} + \sum Q_{КУ} + \sum Q_{С} = \sum Q_{П}, \quad (40)$$

где $\sum Q_{Г}$ – суммарная реактивная мощность вырабатываемая генераторами на электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

$\sum Q_{З}$ – зарядная мощность генерируемая линиями;

$\sum Q_{КУ}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств;

$\sum Q_{С}$ – величина обменной реактивной мощности соседней системы.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_{Н}$ собственных нужд $\sum Q_{СН}$ электрических станций потери мощности в линиях и трансформаторах:

$$\sum Q_{Г} + \sum Q_{З} + \sum Q_{КУ} + \sum Q_{С} = \sum Q_{Н} + \sum Q_{СН} + \sum Q_{\Delta л} + \sum Q_{\Delta Т}, \quad (41)$$

$$472,7 + 51,9 + 0 + \sum Q_{С} = 249,7 + 88,4 + 24,97 + 22,473, \quad (42)$$

$$\sum Q_{С} = 139 \text{ МВАР}. \quad (43)$$

Имя	Адрес	Место	Дата	Время

Сопоставляя суммарную активную потребляемую мощность и поступающую от источников, можно вычислить необходимую мощность дополнительных компенсирующих устройств для сети района, а затем разнести её по узлам потребления.

2.2 Расчет максимального режима

Для определения параметров токов и напряжений необходимо произвести расчет режимов сети. Максимальный режим сети позволяет судить о допустимости длительной работы системы, определять правильность выбора сечения проводов, оценивать максимальные токи в установившемся состоянии, которое система принимает при исправной работе оборудования.

Максимальный режим работы энергосистемы – режим, при котором обеспечивается снабжение электрической энергией всех потребителей при поддержании ее качества в установленных пределах при максимальных нагрузках.

Максимальный режим характеризуется максимальной (заданной) нагрузкой в узлах в течении продолжительного отрезка времени.

Произведем расчет режима сети, моделируя схему замещения с помощью инструментария программы RastWin3.

Результат представлен на рисунке 7.

Данные расчета режима сети сведем в таблицу 8.

Имя	Адрес	Модель	Год	Дата

2.2.1 Карта максимального режима работы

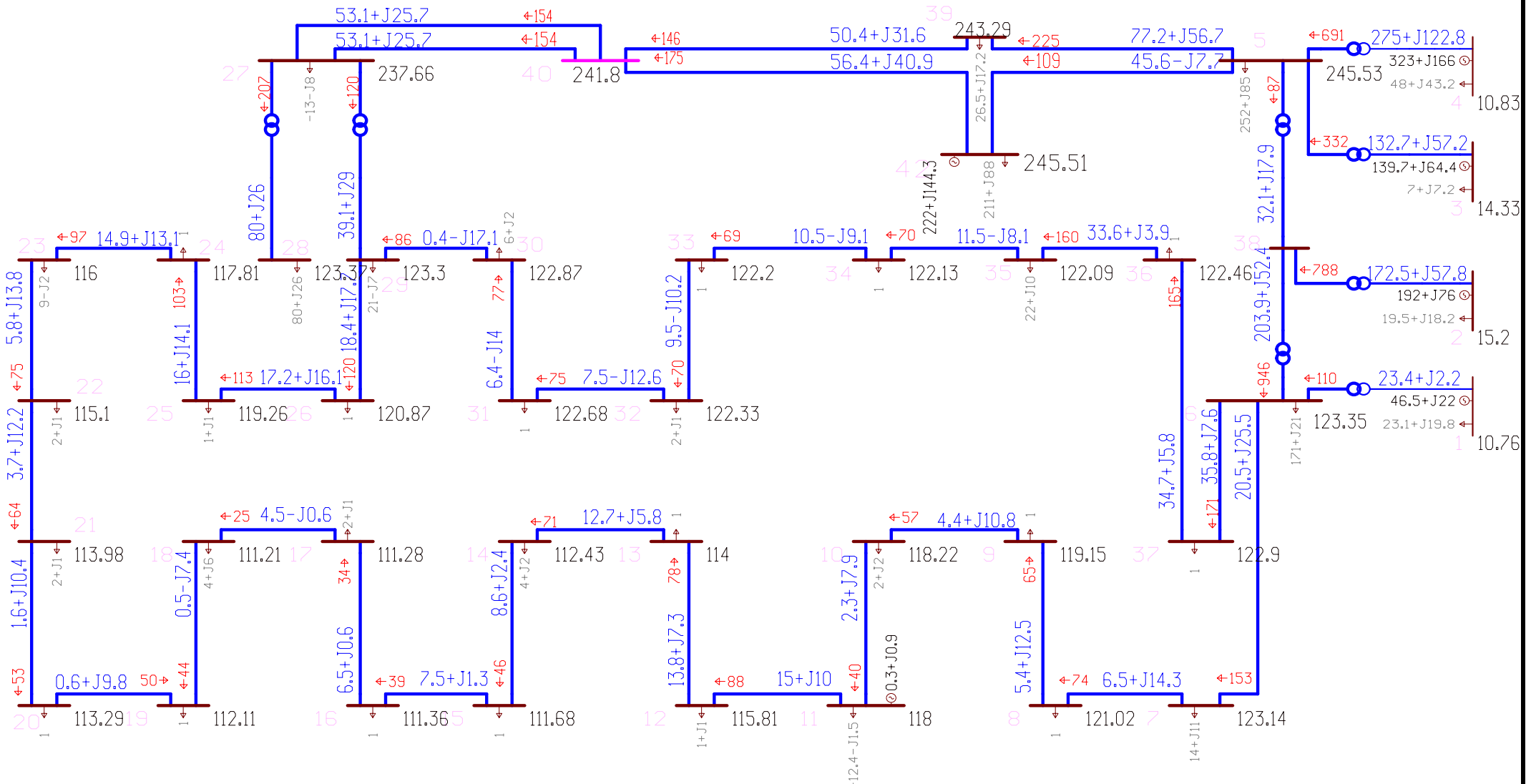


Рисунок 7 – Карта режима установившегося при максимальных нагрузках.

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

2.2.2 Анализ токов в ветвях

Таблица 8 - Токи в ветвях при максимального режиме

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$ А	Допустимый ток $I_{\text{доп}}$ А	Эконом. плотность тока, j А/мм ²	Расч плотность. тока $j_{\text{расч}}$, А/мм ²
6	7	240	153	450	1.3	0.6
7	8	150	74	450	1.3	0,5
8	9	150	65	450	1.3	0,4
9	10	150	57	450	1.1	0,4
10	11	150	40	450	1.1	0,3
11	12	120	88	390	1.1	0,7
12	13	150	78	450	1.1	0,5
13	14	150	71	450	1.3	0,5
14	15	150	46	450	1.3	0,3
15	16	120	39	390	1.3	0,3
16	17	120	34	390	1.3	0,3
17	18	150	25	450	1.3	0,2
18	19	120	44	390	1.3	0,4
19	20	120	50	390	1.3	0,4
20	21	95	53	330	1.3	0,6
21	22	95	64	330	1.3	0,7
22	23	95	75	330	1.3	0,8
23	24	120	97	390	1.3	0,8
24	25	120	103	390	1.3	0,9
25	26	120	113	390	1.3	0,9
26	29	120	120	390	1.1	1,0
29	30	300	86	900	1.3	0,3
30	31	240	77	780	1.3	0,3

Продолжение таблицы 8 - Токи в ветвях при максимального режиме

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$ А	Допустимый ток	Эконом. плотность тока, j А/мм ²	Расч плотность. тока $j_{\text{расч}}$, А/мм ²
31	32	240	75	780	1.3	0,3
32	33	240	70	780	1.3	0,3
33	34	240	69	780	1.3	0,3
34	35	240	70	780	1.3	0,3
35	36	300	160	900	1.3	0,5
36	37	300	165	900	1.1	0,6
37	6	300	171	860	1.1	0,6
39	5	400	225	860	1.1	0,6
39	40	400	146	860	1.1	0,4
40	27	400	154	860	1.1	0,4
5	42	400	109	860	1.1	0,3
42	40	400	175	860	1.1	0,4
40	27	400	154	860	1.1	0,4

Наиболее загруженной является линия соединяющая узлы 6 и 7. Все токи в ветвях находятся в пределах нормы. Замена проводов не требуется. Согласно данным, полученным из расчетов, участок сети 110 кВ вблизи ЭС (узел 5-6) используется в наиболее эффективном режиме, следовательно дальнейший рост нагрузок в сети приведет к повышению активных потерь в линиях.

2.2.3 Напряжения в узлах

Таблица 9 - Напряжения в узлах сети при максимальном режиме

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение, U , кВ
5	220	252	245,53
6	110	126	123,35
7	110	126	123,14
8	110	126	121,02
9	110	126	119,15
10	110	126	118,22
11	110	126	118
12	110	126	115,81

Продолжение таблицы 9- Напряжения в узлах сети при максимальном режиме

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение, U , кВ
13	110	126	114
14	110	126	112,43
15	110	126	111,68
16	110	126	111,36
17	110	126	111,28
18	110	126	111,21
19	110	126	112,11
20	110	126	113,29
21	110	126	113,98
22	110	126	115,1
23	110	126	116
24	110	126	117,81
25	110	126	119,26
26	110	126	120,87
27	220	252	237,66
28	110	126	123,37
29	110	126	123,3
30	110	126	122,87
31	110	126	122,68
32	110	126	122,33
33	110	126	122,2
34	110	126	122,13
35	110	126	122,09
36	110	126	122,46
37	110	126	122,9
38	110	126	128,65
39	220	252	243,29
42	220	252	241,8

Как видно из данных, представленных в таблице 9, напряжение в узлах анализируемой системы в пределах нормы.

2.3 Расчет минимального режима

Расчет минимального режима необходим, чтобы установить возможные перенапряжения в рассматриваемой сети.

Принимаем для расчетов нагрузки по величине 85% от максимальных значений, произведем расчет и сведем данные о напряжениях в узлах в таблицу 10

2.3.1 Карта минимального режима работы

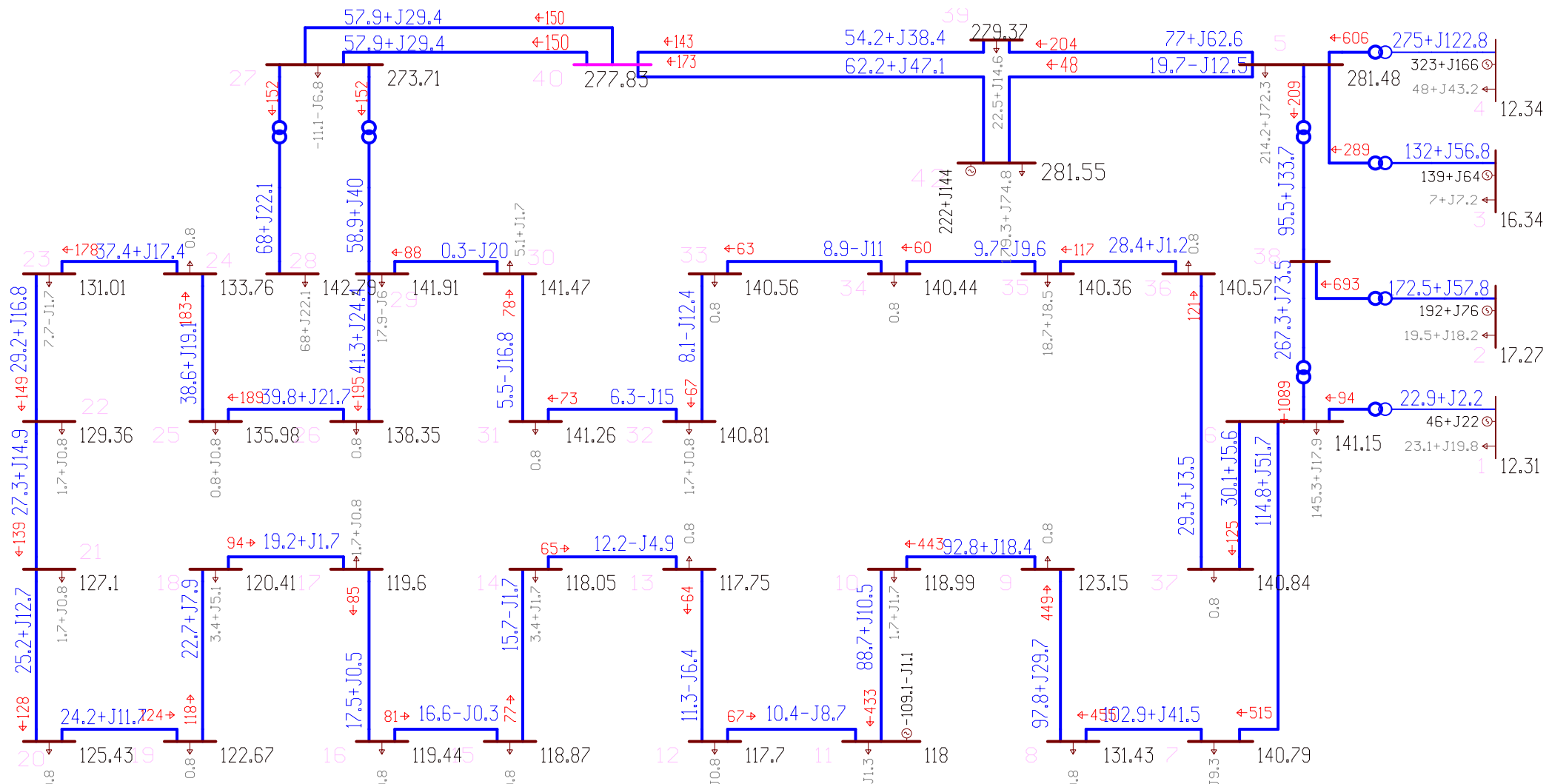


Рисунок 8 – Карта режима при потребляемой мощности 85% от максимальной нагрузки.

Имя	Дата	Подп.	Имя	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

2.3.2 Напряжения в узлах

Очевидно, что такое понижение нагрузки в узлах может вызвать недопустимое перенапряжение во множестве узлов. Сведем полученные данные в таблицу 10.

Таблица 10 - Напряжения в узлах сети при минимальном режиме

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{ном}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{доп}$, кВ	Напряжение, U , кВ
5	220	252	281.48
6	110	126	141.15
7	110	126	140.79
8	110	126	131.43
9	110	126	123.15
10	110	126	118.99
11	110	126	118
12	110	126	117.7
13	110	126	117.75
14	110	126	118.05
15	110	126	118.87
16	110	126	119.44
17	110	126	119.6
18	110	126	120.41
19	110	126	122.67
20	110	126	125.43
21	110	126	127.1
22	110	126	129.36
23	110	126	131.01
24	110	126	133.76
25	110	126	135.98
26	110	126	138.35
27	220	252	273.71

Продолжение таблицы 10 - Напряжения в узлах при минимальном режиме

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{ном}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{доп}$, кВ	Напряжение, U , кВ
28	110	126	142.79
29	110	126	141.91
30	110	126	141.47
31	110	126	141.26
32	110	126	140.81
33	110	126	140.56
34	110	126	140.44
35	110	126	140.36
36	110	126	140.57
37	110	126	140.84
38	110	126	279.37
39	220	252	277.83
42	220	252	281.55

Из таблицы напряжений в энергосистеме следует, что в большинстве узлов имеет место превышение допустимых значений напряжения.

При проектировании электрической сети учитывают необходимость резерва реактивной мощности. В режиме наименьшей активной нагрузки часть генераторов отключают, а выработка реактивной мощности генераторами электростанций уменьшается.

Произведем регулировку.

2.3.2.1 Регулировка выработки энергии

Для рассматриваемого случая достаточной мерой является снижение выработки реактивной мощности ЭС на 15%, что позволит восстановить значение параметров режима в допустимые пределы.

Результат приведены на рисунке 9

Снижение выработки реактивной мощности на агрегатах осуществляют по очереди начиная с самого неэффективного и наиболее сложного в эксплуатации оборудования.

2.3.2.2 Результат регулировки

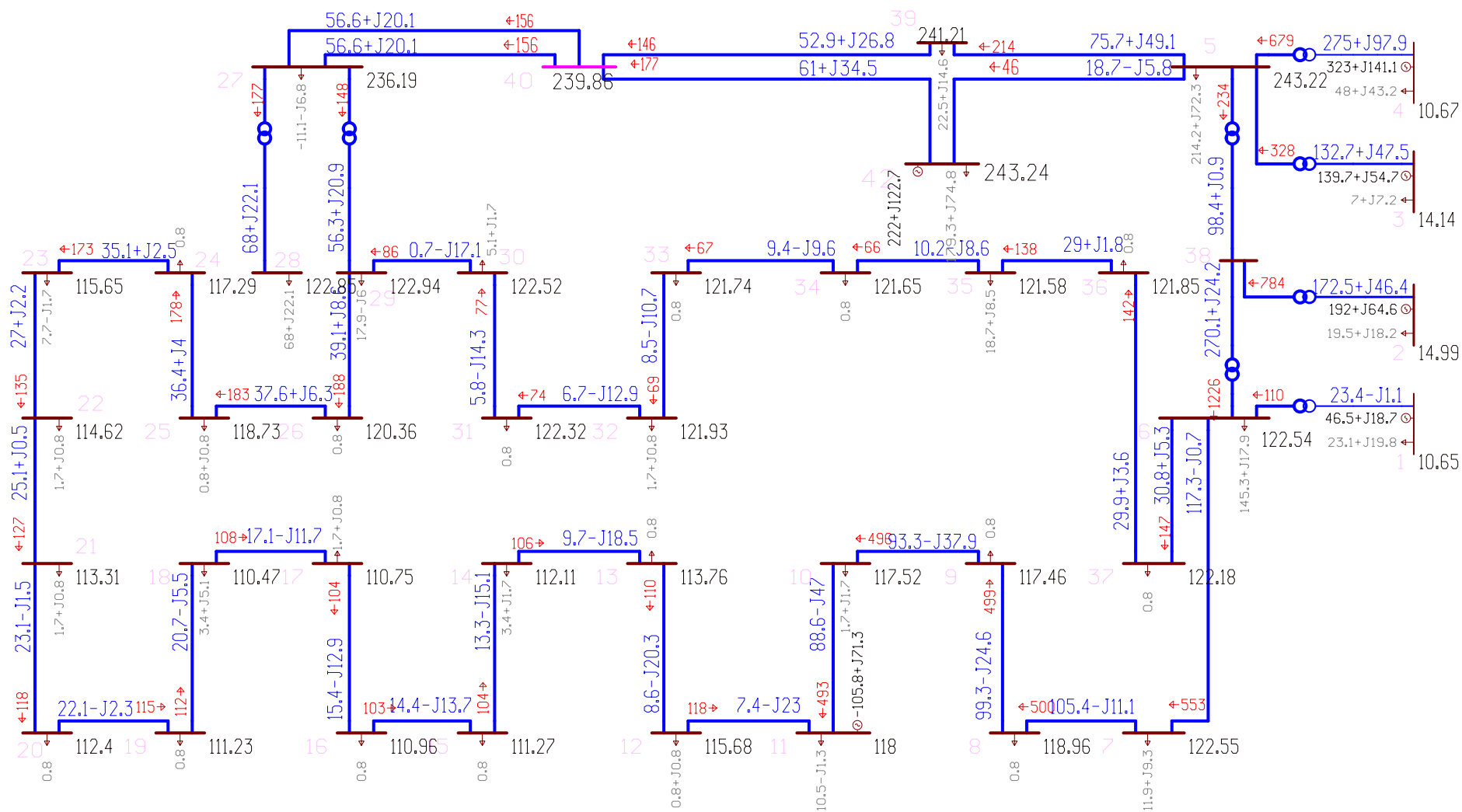


Рисунок 9 –Карта режима установившегося при минимальных нагрузках.

Изм.	Лист	Исполнит.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

2.3.2.3 Напряжения в узлах

Таблица 11 - Напряжения в узлах при минимальном режиме

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение, U , кВ
1	10	11	10.65
2	13	15	14.99
3	13	15	14.14
4	10	11	10.67
5	220	252	243.22
6	110	126	122.54
7	110	126	122.55
8	110	126	118.96
9	110	126	117.46
10	110	126	117.52
11	110	126	118
12	110	126	115.68
13	110	126	113.76
14	110	126	112.11
15	110	126	111.27
16	110	126	110.96
17	110	126	110.75
18	110	126	110.47
19	110	126	111.23
20	110	126	112.4
21	110	126	113.31
22	110	126	114.62
23	110	126	115.65
24	110	126	117.29
25	110	126	118.73

Продолжение таблицы 11 - Напряжения в узлах при минимальном режиме

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{ном}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{доп}$, кВ	Напряжение, U , кВ
26	110	126	120.36
27	220	252	236.19
28	110	126	122.85
29	110	126	122.94
30	110	126	122.52
31	110	126	122.32
32	110	126	121.93
33	110	126	121.74
34	110	126	121.65
36	110	126	121.85
37	110	126	122.18
38	110	126	241.21
39	220	252	239.86
42	220	252	243.24

Отклонения напряжений находятся в допустимых пределах, это означает, что замена оборудования или дополнительные мероприятия для поддержания качества электрической энергии больше не требуются.

3 ВЫБОР ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

3.1 Расчет оптимального номинального напряжения

При проектировании развития электрической сети одновременно с разработкой вопроса о конфигурации электрической сети решается вопрос о выборе ее номинального значения.

Согласно геометрическому положению подстанции номер 41 на рисунке 1, подключение целесообразно производить к двухцепной линии 220 кВ соединяющую узлы 27 и 39, либо производить подключение к узлу 36 - подстанции 110 кВ. В обоих случаях длина проектируемой линии составит 25 км

Активная мощность подключаемой нагрузки на новой подстанции составляет 100 МВт, что превышает 60 МВт, поэтому формула Стилла будет неверно работать в данном случае.

Произведем ориентировочный расчет оптимального номинального напряжения нового участка сети по формуле Залесского:

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P \cdot (0,1 + 0,015 \cdot L)} = \sqrt{10^5 \cdot (0,1 + 0,015 \cdot 25)} = 132,29 \text{ кВ} \quad (43)$$

По формуле Илларионова:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{10^5}}} = 223,5 \quad (44)$$

Полученные значения свидетельствуют о равноценной целесообразности реализации вариантов как подстанции 110 кВ, так и подстанции 220 кВ.

Принимаем решение сравнить экономическую выгоду и допустимость каждого случая.

3.2 Варианты развития энергосистемы

Первый вариант подразумевает подключение нагрузок горно-обогатительного комбината путем подключения к сети 220 кВ отпайкой по двухцепной линии с проводами АС-240/32 по кратчайшему расстоянию. Длина новой линии 25 км.

Второй вариант подразумевает подключение нагрузок ГОКа путем подключения к сети 110 кВ к подстанции 37 по двухцепной линии с проводами АС-150 по кратчайшему расстоянию. Длина новой линии 25 км.

Третий вариант подразумевает постройку узловой подстанции с подключением к сетям обеих классов 220/110 кВ.

Проведем расчет трех вариантов развития с помощью программы RASTRwin3 и сформируем в таблицы данные о напряжении в узлах и токах в ветвях для всех трех рассматриваемых вариантов.

Изм.	Лист	В докум.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

3.2.1 Первый Вариант

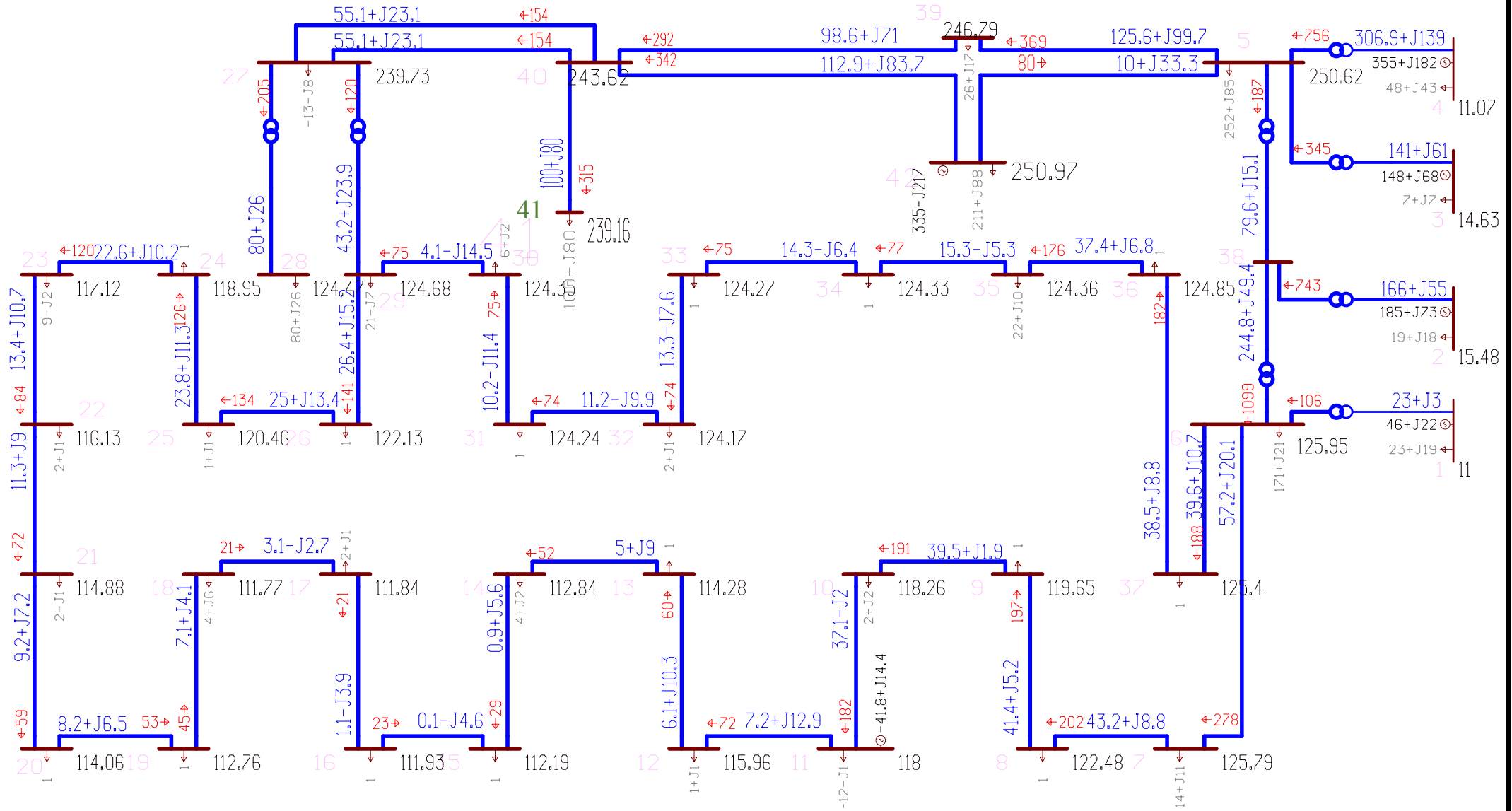


Рисунок 10 - Карта режима сети для первого варианта (подключение к сети 220 кВ)

Имя	Дата	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Таблица 12 – Токи в ветвях сети первого варианта (подключение к сети 220 кВ)

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Максим. ток, $I_{\text{макс}}$ А/мм ²	Допустимый ток $I_{\text{доп}}$ А	Эконом. плотность тока, j А/мм ²	Расч плотность. тока $j_{\text{расч}}$, А/мм ²
6	7	240	278	450	1.3	1.2
7	8	150	202	450	1.3	1.3
8	9	150	197	450	1.3	1.3
9	10	150	191	450	1.1	1.3
10	11	150	182	450	1.1	1.2
11	12	120	72	390	1.1	0.6
12	13	150	60	450	1.1	0.4
13	14	150	52	450	1.3	0.3
14	15	150	29	450	1.3	0.2
15	16	120	23	390	1.3	0.2
16	17	120	21	390	1.3	0.2
17	18	150	21	450	1.3	0.1
18	19	120	45	390	1.3	0.4
19	20	120	53	390	1.3	0.4
20	21	95	59	330	1.3	0.6
21	22	95	72	330	1.3	0.8
22	23	95	84	330	1.3	0.9
23	24	120	120	390	1.3	1.0
24	25	120	126	390	1.3	1.1
25	26	120	134	390	1.3	1.1
26	29	120	141	390	1.1	1.2
29	30	300	75	900	1.3	0.3
30	31	240	75	780	1.3	0.3
31	32	240	74	780	1.3	0.3
32	33	240	74	780	1.3	0.3
33	34	240	75	780	1.3	0.3
34	35	240	77	780	1.3	0.3
35	36	300	176	900	1.3	0.6
36	37	300	182	900	1.1	0.6
37	6	300	188	860	1.1	0.6
39	5	400	369	860	1.1	0.9
39	40	400	292	860	1.1	0.7
40	27	400	154	860	1.1	0.4
40	41	400	315	860	1.1	0.8
5	42	400	80	860	1.1	0.2
42	40	400	342	860	1.1	0.9
40	27	400	154	860	1.1	0.4

Изм.	Лист	В докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Таблица 13 – Напряжения в узлах первого варианта (подключение к сети 220 кВ)

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение U , кВ
1	10	11	11
2	13	15	15.48
3	13	15	14.63
4	10	11	11.07
5	220	252	250.62
6	110	126	125.95
7	110	126	125.79
8	110	126	122.48
9	110	126	119.65
10	110	126	118.26
11	110	126	118
12	110	126	115.96
13	110	126	114.28
14	110	126	112.84
15	110	126	112.19
16	110	126	111.93
17	110	126	111.84
18	110	126	111.77
19	110	126	112.76
20	110	126	114.06
21	110	126	114.88
22	110	126	116.13
23	110	126	117.12
24	110	126	118.95
25	110	126	120.46
26	110	126	122.13
27	220	252	239.73
28	110	126	124.47
29	110	126	124.68
30	110	126	124.35
31	110	126	124.24

Продолжение таблицы 13 – Напряжения в узлах первого варианта (подключение к сети 220 кВ)

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение U , кВ
32	110	126	124.17
33	110	126	124.27
34	110	126	124.33
35	110	126	124.36
36	110	126	124.85
37	110	126	125.4
39	220	252	246.79
40	220	252	243.62
41	220	252	239.16
42	220	252	250.97

Плюсы: Относительная простота реализации. Все параметры режима соответствуют допустимым значениям.

Минусы: Пониженная надежность, но достаточная для потребителя 2 категории.

Выводы: Данная схема пригодна к дальнейшему рассмотрению.

Изм.	Лист	В докум.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
43

3.2.2 Второй Вариант

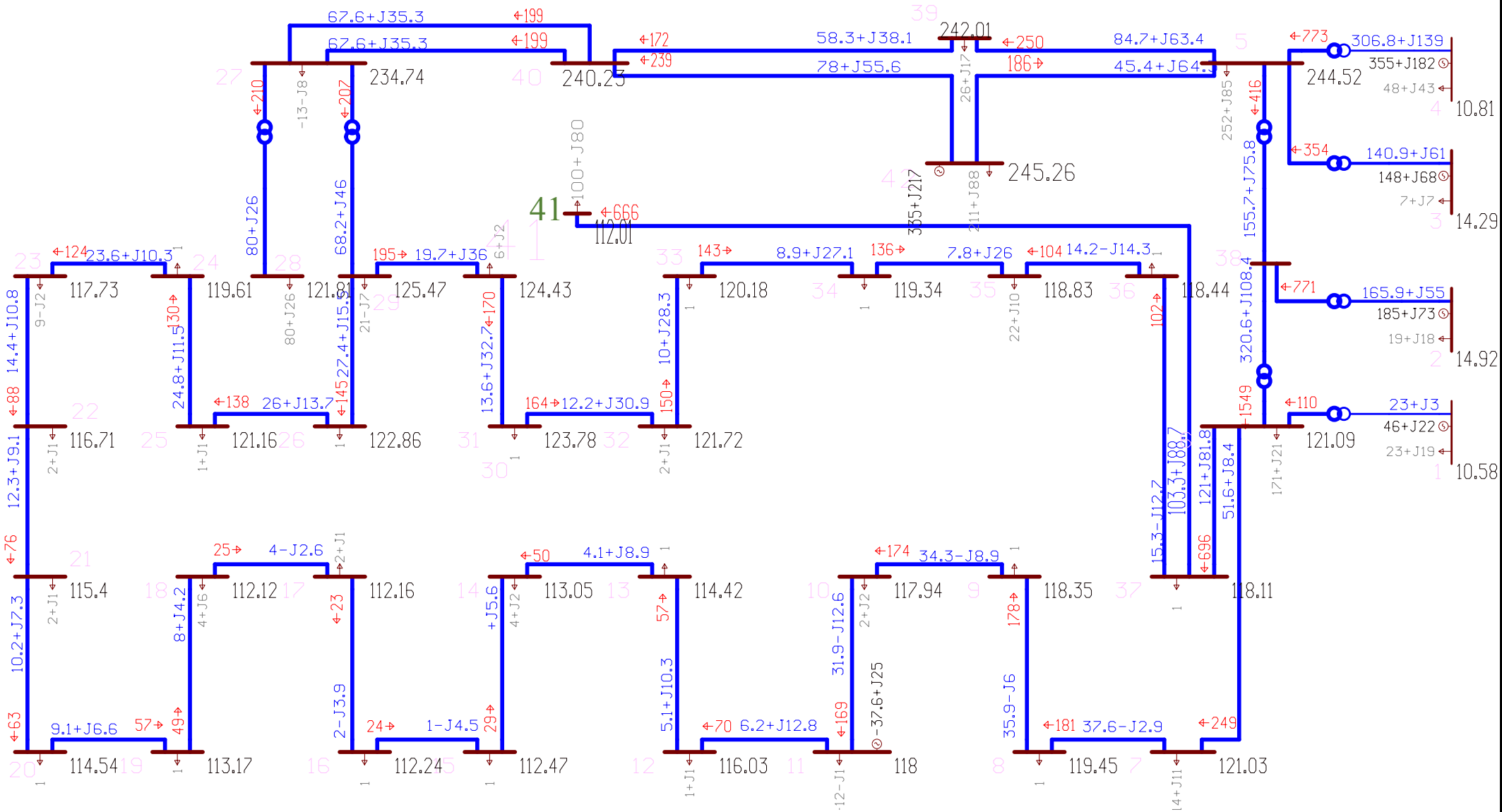


Рисунок 11 - Карта режима сети для второго варианта (подключение к сети 110 кВ)

Имя	Дата	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Таблица 14 – Токи в ветвях сети второго варианта (подключение к сети 110 кВ)

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$ А/мм ²	Эконом. плотность тока, j А/мм ²	Расч плотность. тока $j_{\text{расч}}$, А/мм ²	$\frac{j_{\text{расч}}}{j}$
6	7	240	260	1.3	1.1	0.83
7	8	150	188	1.3	1.3	0.96
8	9	150	185	1.3	1.2	0.95
9	10	150	181	1.1	1.2	1.10
10	11	150	174	1.1	1.2	1.05
11	12	120	75	1.1	0.6	0.57
12	13	150	63	1.1	0.4	0.38
13	14	150	55	1.3	0.4	0.28
14	15	150	34	1.3	0.2	0.17
15	16	120	29	1.3	0.2	0.19
16	17	120	27	1.3	0.2	0.17
17	18	150	27	1.3	0.2	0.14
18	19	120	46	1.3	0.4	0.29
19	20	120	53	1.3	0.4	0.34
20	21	95	59	1.3	0.6	0.48
21	22	95	72	1.3	0.8	0.58
22	23	95	84	1.3	0.9	0.68
23	24	120	122	1.3	1.0	0.78
24	25	120	128	1.3	1.1	0.82
25	26	120	135	1.3	1.1	0.87
26	29	120	142	1.1	1.2	1.08
29	30	300	154	1.3	0.5	0.39
30	31	240	128	1.3	0.5	0.41
31	32	240	121	1.3	0.5	0.39
32	33	240	107	1.3	0.4	0.34
33	34	240	100	1.3	0.4	0.32
34	35	240	93	1.3	0.4	0.30
35	36	300	82	1.3	0.3	0.21
36	37	300	84	1.1	0.3	0.25
37	6	480	712	1.1	1.5	1.35
39	5	400	235	1.1	0.6	0.53
39	40	400	158	1.1	0.4	0.36
40	27	400	185	1.1	0.5	0.42
5	42	400	195	1.1	0.5	0.44

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 14 – Токи в ветвях сети второго варианта (подключение к сети 110 кВ)

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$ А/мм ²	Эконом. плотность тока, j А/мм ²	Расч плотность. тока $j_{\text{расч}}$, А/мм ²	$\frac{j_{\text{расч}}}{j}$
42	40	400	225	1.1	0.6	0.51
40	27	400	185	1.1	0.5	0.42
37	41	480	653	1.3	1.4	1.05

Таблица 15 – Напряжения в узлах второго варианта (подключение к сети 110 кВ)

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение U , кВ
1	10	11	10.74
2	13	15	15.13
3	13	15	14.53
4	10	11	10.99
5	220	252	248.69
6	110	126	122.91
7	110	126	122.81
8	110	126	120.72
9	110	126	119.12
10	110	126	118.43
11	110	126	118.4
12	110	126	116.27
13	110	126	114.51
14	110	126	112.98
15	110	126	112.26
16	110	126	111.96
17	110	126	111.84
18	110	126	111.71
19	110	126	112.63
20	110	126	113.86
21	110	126	114.65
22	110	126	115.86

Продолжение таблицы 15 – Напряжения в узлах второго варианта (подключение к сети 110 кВ)

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение U , кВ
23	110	126	116.83
24	110	126	118.6
25	110	126	120.07
26	110	126	121.7
27	220	252	240.14
28	110	126	124.69
29	110	126	124.21
30	110	126	123.4
31	110	126	122.92
32	110	126	121.36
33	110	126	120.25
34	110	126	119.65
35	110	126	119.3
36	110	126	119.21
37	110	126	119.19
39	220	252	246.43
40	220	252	244.91
41	220	252	114.27
42	220	252	249.48

Плюсы: Повышенная надежность, в следствие подключения к подстанции. Наблюдаемость режима передачи.

Минусы: В результате подключения большой нагрузки оказалась перегружена линия между 6 и 37 узлами. Применение такого варианта в будущем потребует реконструкцию существующей линии, что приведет к длительному аварийному режиму работы участка сети на время проведения строительных работ.

Большие потери на передачу энергии из сети 110 кВ

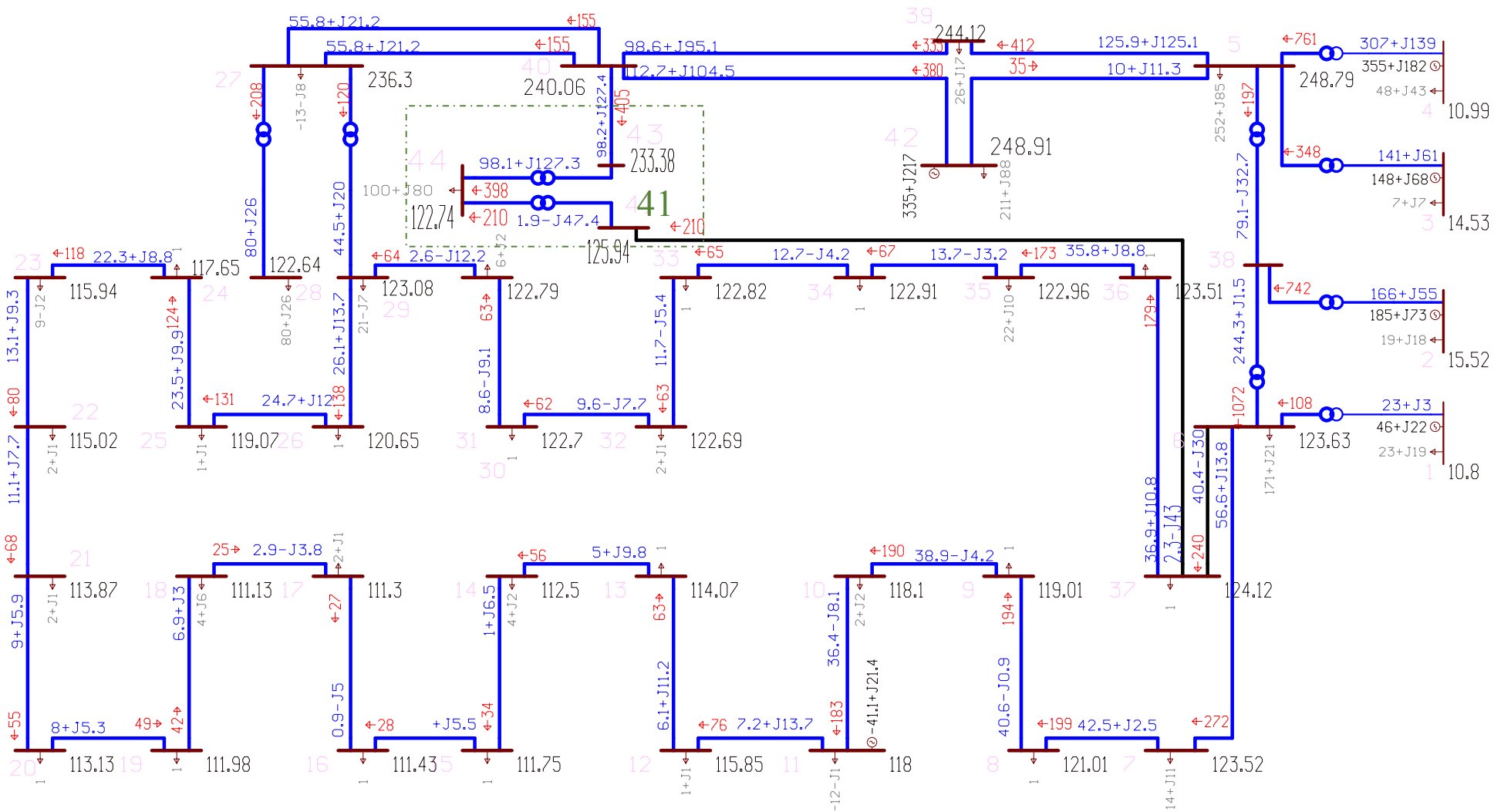
Выводы: Данная схема пригодна к дальнейшему рассмотрению.

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
47

3.2.3 Третий вариант



Имя	Дата	Подп.	Дата	

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Таблица 16 – Токи в ветвях сети третьего варианта (подключение 220/110 кВ)

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$ А/мм ²	Эконом. плотность тока, j А/мм ²	Расч плотность. тока $j_{\text{расч}}$, А/мм ²	$\frac{j_{\text{расч}}}{j}$
6	7	240	268	1.3	1.1	0.86
7	8	150	198	1.3	1.3	1.02
8	9	150	193	1.3	1.3	0.99
9	10	150	189	1.1	1.3	1.15
10	11	150	182	1.1	1.2	1.10
11	12	120	79	1.1	0.7	0.60
12	13	150	66	1.1	0.4	0.40
13	14	150	58	1.3	0.4	0.30
14	15	150	36	1.3	0.2	0.18
15	16	120	30	1.3	0.3	0.19
16	17	120	27	1.3	0.2	0.17
17	18	150	26	1.3	0.2	0.13
18	19	120	41	1.3	0.3	0.26
19	20	120	48	1.3	0.4	0.31
20	21	95	54	1.3	0.6	0.44
21	22	95	68	1.3	0.7	0.55
22	23	95	79	1.3	0.8	0.64
23	24	120	118	1.3	1.0	0.76
24	25	120	124	1.3	1.0	0.79
25	26	120	131	1.3	1.1	0.84
26	29	120	137	1.1	1.1	1.04
29	30	300	64	1.3	0.2	0.16
30	31	240	61	1.3	0.3	0.20
31	32	240	62	1.3	0.3	0.20
32	33	240	62	1.3	0.3	0.20
33	34	240	64	1.3	0.3	0.21
34	35	240	68	1.3	0.3	0.22
35	36	300	173	1.3	0.6	0.44
36	37	300	180	1.1	0.6	0.55
37	6	480	238	1.1	0.5	0.45
39	5	400	412	1.1	1.0	0.94
39	40	400	334	1.1	0.8	0.76
40	27	400	155	1.1	0.4	0.35
5	42	400	36	1.1	0.1	0.08
42	40	400	380	1.1	1.0	0.86
40	27	400	155	1.1	0.4	0.35

Изм.	Лист	Масштаб	Дата	Дела

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 16 – Токи в ветвях сети третьего варианта

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$ А/мм ²	Эконом. плотность тока, j А/мм ²	Расч плотность. тока $j_{\text{расч}}$, А/мм ²	$\frac{j_{\text{расч}}}{j}$
37	41	480	211	1.3	0.4	0.34
40	43	400	405	1.1	1.0	0.92

Таблица 17 – Напряжения в узлах третьего варианта (подключение 220/110 кВ)

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение U , кВ
1	10	11	10.8
2	13	15	15.52
3	13	15	14.53
4	10	11	10.99
5	220	252	248.79
6	110	126	123.63
7	110	126	123.53
8	110	126	121.16
9	110	126	119.3
10	110	126	118.47
11	110	126	118.4
12	110	126	116.17
13	110	126	114.3
14	110	126	112.67
15	110	126	111.86
16	110	126	111.51
17	110	126	111.38
18	110	126	111.2
19	110	126	112.03
20	110	126	113.16
21	110	126	113.89
22	110	126	115.04
23	110	126	115.95
24	110	126	117.66
25	110	126	119.08
26	110	126	120.66
27	220	252	236.3
28	110	126	122.64

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист 50

Продолжение таблицы 17 – Напряжения в узлах третьего варианта (подключение 220/110 кВ)

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{НОМ}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{ДОП}}$, кВ	Напряжение U , кВ
29	110	126	123.08
30	110	126	122.79
31	110	126	122.71
32	110	126	122.69
33	110	126	122.82
34	110	126	122.91
35	110	126	122.96
36	110	126	123.51
37	110	126	124.12
38	220	252	131.71
39	220	252	244.12
40	220	252	240.06
41	220	252	125.94
42	220	252	248.92
43	220	252	233.38
44	110	126	122.74

Плюсы: Наиболее выгодный режим с точки зрения оптимизации активных потерь. Дополнительная возможность регулировать перетоки мощности между сетями разных классов напряжения. Повышенная надежность

Минусы: Сложность распределительного устройства на подстанции. Необходимость замены проводов в существующих линиях

Выводы: Данная схема пригодна для дальнейшего рассмотрения

Все варианты выполняют поставленную задачу и могут быть рассмотрены в дальнейшем. Сведем все преимущества и недостатки в таблицу 18 для удобного сравнения и выбора двух наиболее эффективных и перспективных решений.

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Таблица 18 – Сводная таблица предложенных вариантов изменения сети

Номер варианта	Марка проводов новой линии	Место включения, узел №	Плюсы	Минусы
1	2 цепи АС-240	40(отпайка)	Минимальные потери при передаче электроэнергии Наименьшее количество трудовых затрат	
2	2 цепи АС-240 и реконструкция участка существующей двухцепной линии АС-150	37(п/станция)	Высокая надежность	Максимальные потери при передаче электроэнергии Ограничение схемы в дальнейшем развитии. Необеспечивает выполнение поставленной задачи.
3	2 цепи АС-240	40(отпайка)	Очень высокая надежность Возможности для перспективного развития и увеличения нагрузок.	Большое количество трудовых затрат
	2 цепи АС-150	37(п/станция)		

Выводы: Сравнение приведенных схем показало, что для дальнейшего анализа больше всего подойдут варианты под номером 1 и 3.

Имя	Лист	Исполн.	Дата	Дела

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

3.3 Сравнение вариантов. Расчет приведенных затрат

Оптимальное решение при проектировании, эксплуатации объектов энергетики означает, что заданный производственный эффект получается при минимальных затратах материальных и трудовых ресурсов. Для выбора оптимального варианта необходимо определить приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического оборудования по каждому из намеченных вариантов.

Опоры для линий 110кВ и 220кВ выберем стальные.

Расчет капитальных вложений производится методом укрупненных показателей. При сравнении вариантов не будем учитывать одинаковые для всех вариантов элементы. Капитальные вложения в схему, таким образом, определяются только количеством ячеек трансформаторов, ЛЭП и п/ст:

$$K = n_{ит} \cdot k_T + n_{ип} \cdot k_{п} + n_{ил110} \cdot k_{л110} + n_{ил220} \cdot k_{л220}, \quad (45)$$

где $n_{ит}$ – число трансформаторов, используемых в данном варианте схемы;
 k_T – капитальные вложения в ячейку одного трансформатора:

$$k_T = 23\,400 \text{ тыс. руб.};$$

$$k_T = 22\,900 \text{ тыс. руб.};$$

$n_{ип}$ – число п/ст, используемых в данном варианте схемы;
 $k_{п}$ – капитальные вложения в одну п/ст:

$$k_{п} = 124\,000 \text{ тыс. руб.},$$

для 1 варианта, и

$$k_{п} = 212\,000 \text{ тыс. руб.},$$

для 3 варианта;

$n_{ил110}$ – длина линий 110кВ, используемых в данном варианте схемы;
 $k_{л110}$ – капитальные вложения в 1 км линии 110кВ:

$$k_{л110} = 1280 \text{ тыс. руб./км.};$$

$n_{ил220}$ – длина линий 220кВ, используемых в данном варианте схемы;
 $k_{л220}$ – капитальные вложения в 1 км линии 220кВ в первом варианте:
 $k_{л220} = 2195 \text{ тыс. руб./км.};$

$$K_{1\text{вар}} = 2 \cdot 23400 + 1 \cdot 124000 + 25 \cdot 2195 = 225675 \text{ тыс.руб.}, \quad (46)$$

$$K_{3\text{вар}} = 2 \cdot 22900 + 1 \cdot 212000 + 25 \cdot 1280 + 25 \cdot 2195 = 344675 \text{ тыс.руб.}, \quad (47)$$

Годовые эксплуатационные издержки определим по формуле:

Изм.	Лист	Итого листов	Дата	Дела

$$И = И_{АТ} + И_{Ап} + И_{Ал} + И_{от} + И_{оп} + И_{ол} + И_{п}, \quad (48)$$

где $И_A = \alpha_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на амортизацию;

$И_O = \beta_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на издержки на обслуживание;

$И_{п}$ – нормы отчислений на издержки от потери электроэнергии в проектируемой установке .

Исходя из приведенных данных в справочнике:

$$\alpha_T = \alpha_L = \alpha_{п} = 5\% = 0,05, \quad (49)$$

$$\beta_T = \beta_{п} = 5,9\% = 0,059, \quad (50)$$

$$\beta_L = 0,8\% = 0,008, \quad (51)$$

$$И_{п} = (\Delta P_{\text{проект.вариант}} - \Delta P_{\text{нач.сеть}}) \cdot T \cdot Ц, \quad (52)$$

где T – число часов максимума нагрузки, $T=6000$ ч;

$Ц$ – тариф за электроэнергию, $Ц=2,8$ руб/(кВт·ч).

$$И_{п1} = (9180 - 4800) \cdot 6000 \cdot 2,8 = 75584 \text{ тыс. руб}, \quad (53)$$

$$И_{п3} = (10410 - 4800) \cdot 6000 \cdot 2,8 = 94248 \text{ тыс. руб}. \quad (54)$$

При этом знак «-» означает, что при данном варианте потери уменьшились в сравнении с начальным.

$$И_1 = 2 \cdot 22\,900 \cdot 0,05 + 124\,000 \cdot 0,059 + 25 \cdot 1470 \cdot 0,008 + 75584 = 89423 \text{ тыс.}, \quad (55)$$

$$И_3 = 2 \cdot 22\,900 \cdot 0,05 + 212\,000 \cdot 0,059 + (25 \cdot 1280 + 25 \cdot 1470) \cdot 0,008 + 94248 = 109896 \text{ тыс.}, \quad (56)$$

Приведенные затраты рассчитываются по формуле:

$$З_i = И + E_H \cdot K_i. \quad (57)$$

$E_H = 0,1$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений,

$$T_{ок} = 10 \text{ лет}. \quad (58)$$

Приведенные затраты для разных схем:

$$З_1 = 89423 + 0,1 \cdot 206550 = 149427 \text{ тыс.}, \quad (59)$$

$$З_3 = 109896 + 0,1 \cdot 326550 = 142551 \text{ тыс.} \quad (60)$$

Сравнение приведенных затрат вычислим следующим образом:

$$\frac{|З_1 - З_3|}{(З_2 + З_3)/2} \cdot 100\% = \frac{|14942,7 - 142551|}{\frac{(14942,71 + 142551)}{2}} \cdot 100\% = 4,7\% < 10\%. \quad (61)$$

Имя	Лист	Итого	Дата	Дело

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Из сравнения вариантов по приведенным затратам следует, что наиболее экономически выгодна схема под номером 1.

Принимаем решение разрабатывать схему подстанции 220/10 кВ с двумя питающими линиями и нагрузкой равной :

$$S_{нагр} = \sqrt{100^2 + 80^2} = 128,06 \text{ МВА.} \quad (62)$$

Перед проектированием и выбором распределительного устройства определим результат подключения такого мощного потребителя и выясним, какие из линий и узлов будут наиболее нагружены или не будут соответствовать требованиям надежности энергосистемы.

Для этого произведем расчет послеаварийного режима чтобы смоделировать длительный режим работы при отключении одной цепи, режим максимальных нагрузок позволяющих судить о потерях в сети и режим минимальных нагрузок чтобы обнаружить возможные перенапряжения.

Параметры линии соединяющей отпайку и проектируемую подстанцию указаны в таблице 19.

Таблица 19 - Параметры схемы замещения новой линии

Номер узла начала	Номер узла конца	Ном. напр., $U_{ном}$, кВ	Кол-во цепей	Марка провода	Длина линии, l_i км	Акт. сопр., $r_{л}$, Ом	Инд. сопр., $x_{л}$, Ом	Ёмк. пров. на землю, $b_{л}$, мкСим	Зар. мощн. линии Q_3 , МВАР
40	41	220	2	АС-240/32	25	2.00	10.50	67.53	3.27

Расчитаем режим по новой схеме замещения в программе RASTRwin3. Результаты представлены на рисунках 13, 14, 15.

3.4 Карта максимального режима работы

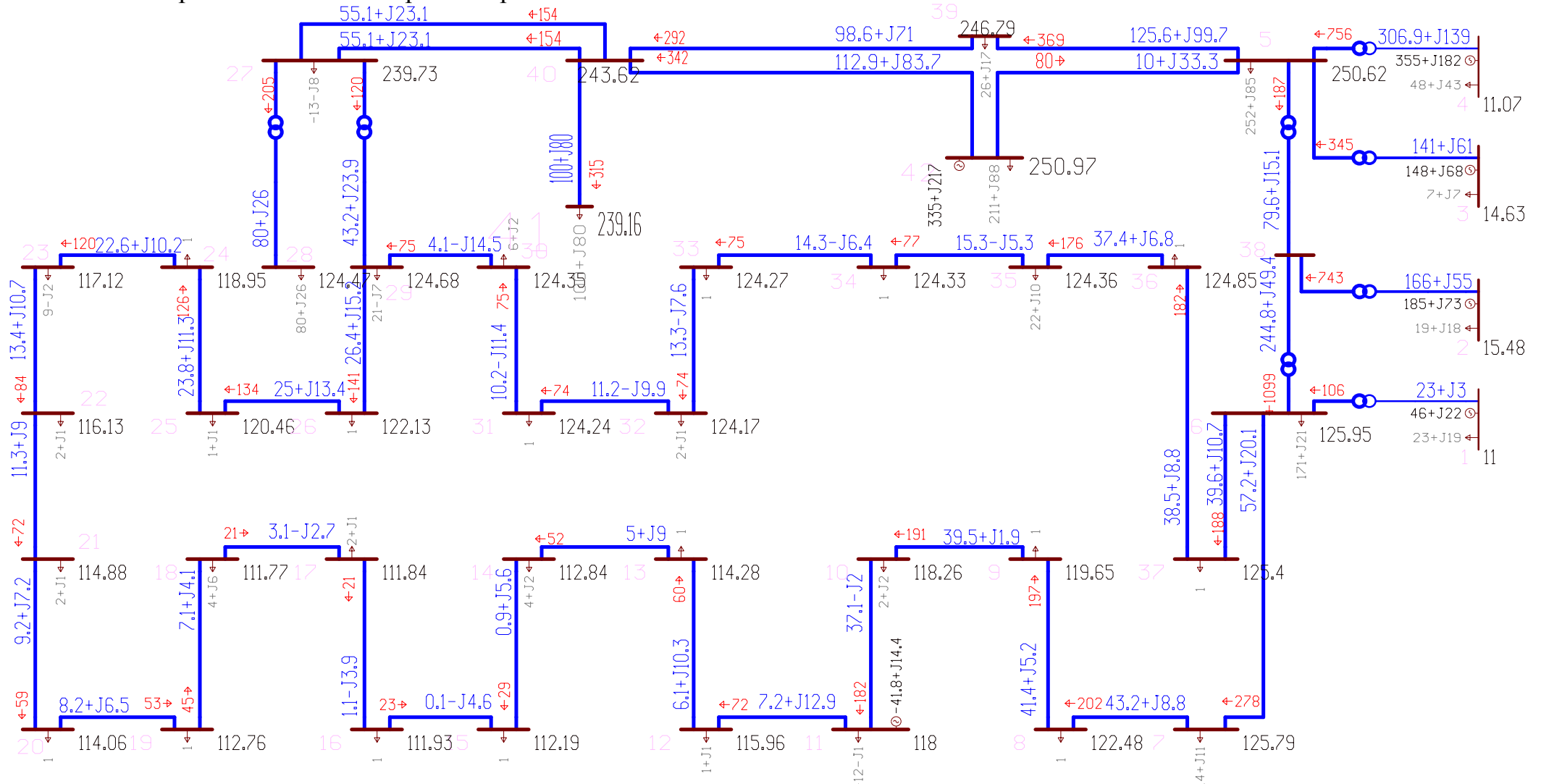


Рисунок 13 – Карта режима сети установившегося при максимальных нагрузках.

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

3.5 Анализ токов в ветвях

Таблица 20 - Токи в ветвях при максимального режиме

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$ А/мм ²	Эконом. плотность тока, j А/мм ²	Расч плотность. тока $j_{\text{расч}}$, А/мм ²
6	7	240	278	1.3	1.2
7	8	150	202	1.3	1.3
8	9	150	197	1.3	1.3
9	10	150	191	1.1	1.3
10	11	150	182	1.1	1.2
11	12	120	72	1.1	0.6
12	13	150	60	1.1	0.4
13	14	150	52	1.3	0.3
14	15	150	29	1.3	0.2
15	16	120	23	1.3	0.2
16	17	120	21	1.3	0.2
17	18	150	21	1.3	0.1
18	19	120	45	1.3	0.4
19	20	120	53	1.3	0.4
20	21	95	59	1.3	0.6
21	22	95	72	1.3	0.8
22	23	95	84	1.3	0.9
23	24	120	120	1.3	1.0
24	25	120	126	1.3	1.1
25	26	120	134	1.3	1.1
26	29	120	141	1.1	1.2
29	30	300	75	1.3	0.3
30	31	240	75	1.3	0.3
31	32	240	74	1.3	0.3
32	33	240	74	1.3	0.3

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 20 - Токи в ветвях при максимального режиме

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$ А/мм ²	Эконом. плотность тока, j А/мм ²	Расч плотность. тока $j_{\text{расч}}$, А/мм ²
33	34	240	75	1.3	0.3
34	35	240	77	1.3	0.3
35	36	300	176	1.3	0.6
36	37	300	182	1.1	0.6
37	6	300	188	1.1	0.6
39	5	400	369	1.1	0.9
39	40	400	292	1.1	0.7
40	27	400	154	1.1	0.4
40	41	400	315	1.1	0.8
5	42	400	80	1.1	0.2
42	40	400	342	1.1	0.9
40	27	400	154	1.1	0.4

Наиболее загруженной является линия соединяющая узлы 9 и 10

Все токи в ветвях находятся в пределах нормы, но согласно данным полученным из расчетов участок сети 110 кВ вблизи ЭС используется в наиболее эффективном режиме, так что дальнейший рост нагрузок в сети приведет к повышению активных потерь в линиях .

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

3.6 Карта минимального режима работы

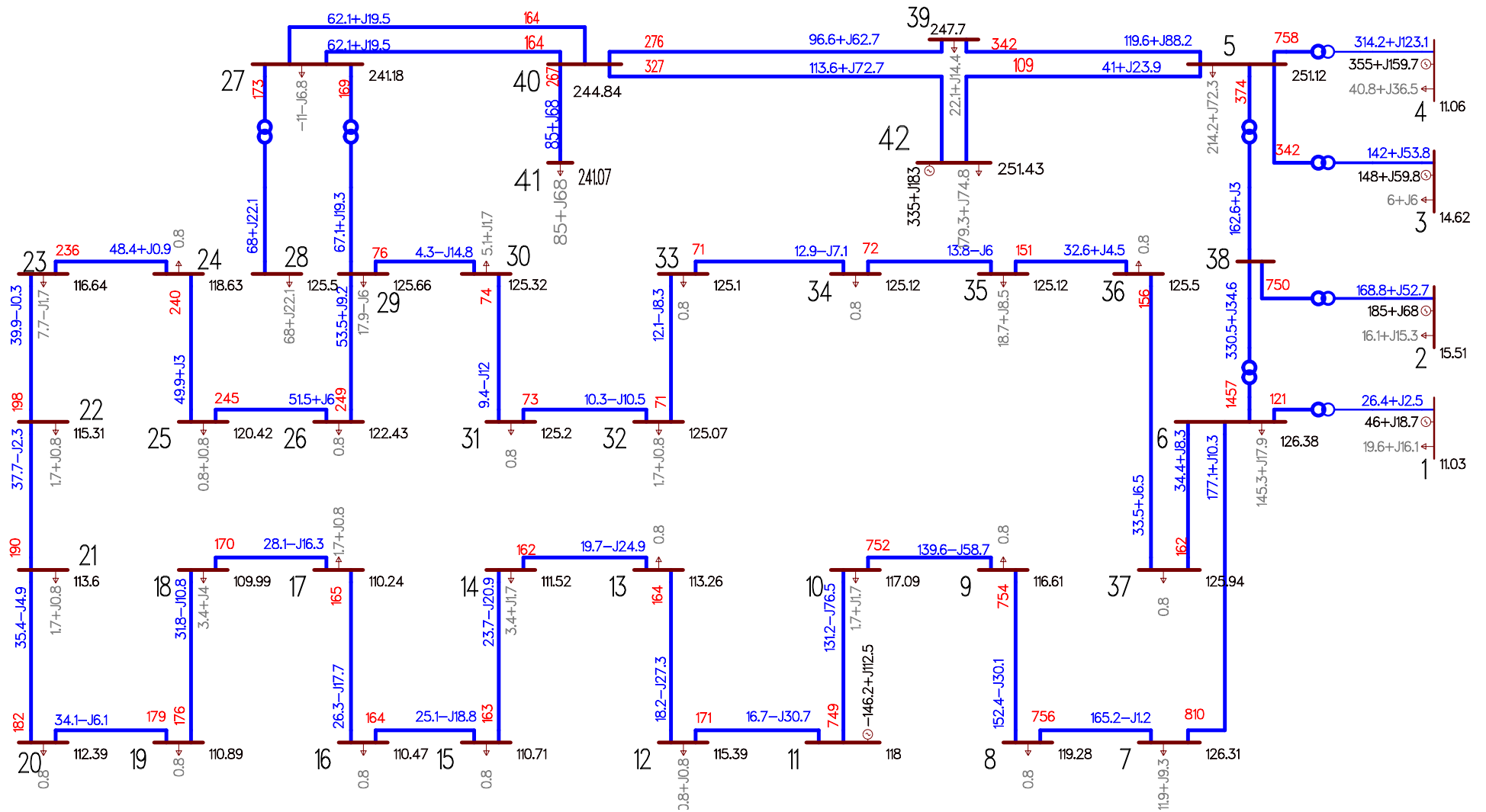


Рисунок 14 – Карта режима сети при потребляемой мощности 85% от максимальной нагрузки.

Имя	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

3.6.1 Напряжения в узлах

Для определения возможных перенапряжений рассчитаем режим со сниженными нагрузками в узлах.

Сведем полученные данные в таблицу 20

Таблица 20 - Напряжения в узлах при минимальном режиме

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение, U , кВ
1	10	11	12.36
2	13	15	17.66
3	13	15	16.59
4	10	11	12.54
5	220	252	285.59
6	110	126	141.6
7	110	126	141.26
8	110	126	130.68
9	110	126	122.44
10	110	126	118.95
11	110	126	118.4
12	110	126	117.68
13	110	126	117.38
14	110	126	117.41
15	110	126	118.06
16	110	126	118.58
17	110	126	118.67
18	110	126	119.37
19	110	126	121.62
20	110	126	124.46
21	110	126	126.28
22	110	126	128.74
23	110	126	130.52
24	110	126	133.37
25	110	126	135.73
26	110	126	138.25
27	220	252	273.34
28	110	126	142.59
29	110	126	142.11
30	110	126	141.84
31	110	126	141.74

Продолжение таблицы 20 - Напряжения в узлах при минимальном режиме

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение, U , кВ
32	110	126	141.7
33	110	126	141.79
34	110	126	141.86
35	110	126	141.9
36	110	126	142.31
37	110	126	142.79
38	110	126	150.84
39	220	252	281.16
40	220	252	277.17
41	110	126	145.46
42	220	252	285.73
43	220	252	270.9
44	110	126	142.47

Из таблицы напряжений в энергосистеме следует, что в большинстве узлов имеет место превышение допустимых значений напряжения.

При проектировании электрической сети учитывают необходимость резерва реактивной мощности. В режим наименьшей активной нагрузки. В этом режиме часть генераторов отключают, а выработка реактивной мощности генераторами электро-станций уменьшается.

3.6.1.1 Регулировка выработки энергии

Для рассматриваемого случая достаточной мерой является снижение выработки реактивной мощности ЭС на 15% позволило восстановить значение параметров режима в допустимые пределы.

Результат приведены на рисунке 15

Снижение выработки реактивной мощности на агрегатах осуществляют по очереди начиная с самого неэффективного и наиболее сложного в эксплуатации оборудования.

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

3.6.1.2 Результат регулировки

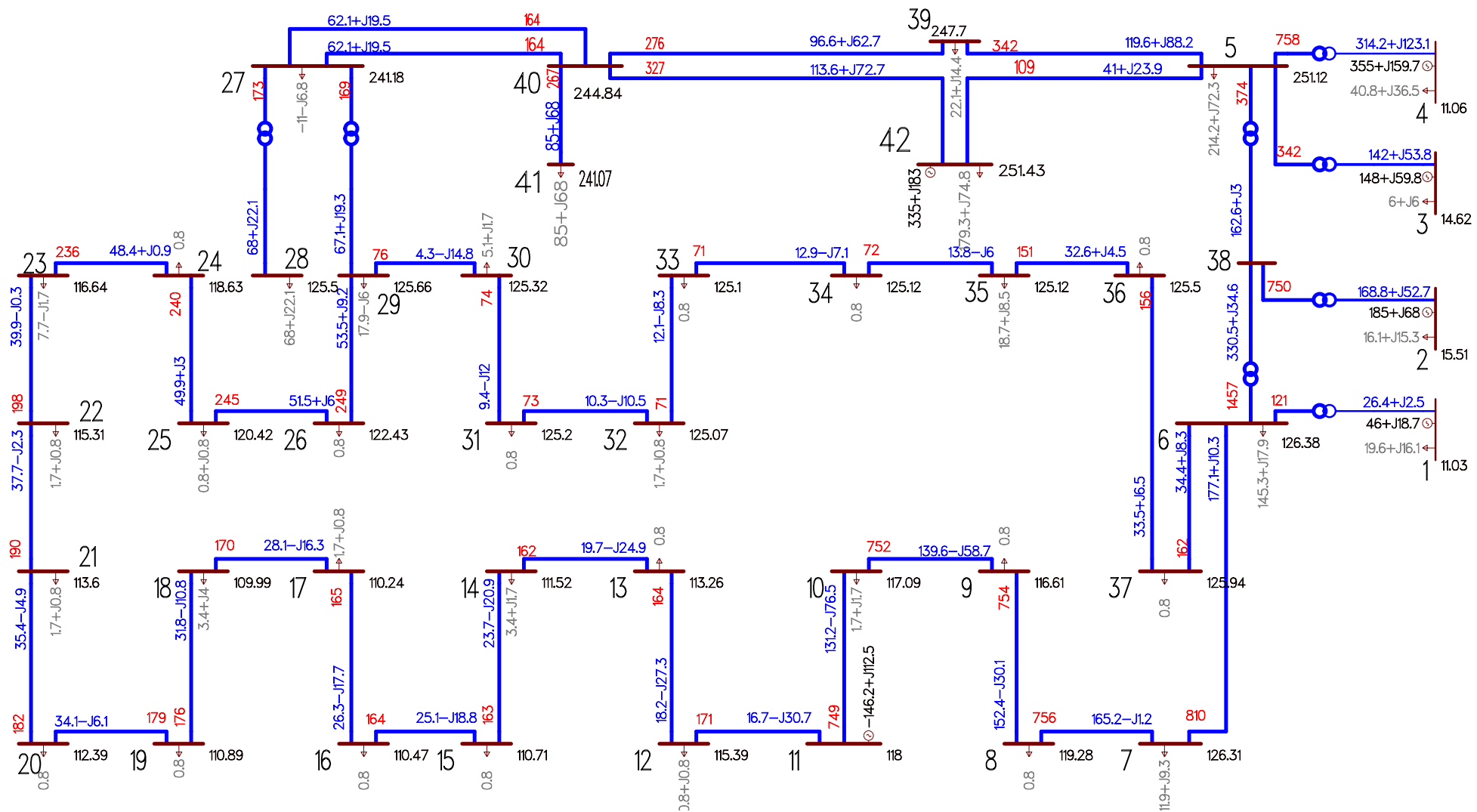


Рисунок 15 – Карта режима сети установившегося при минимальных нагрузках.

Имя	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.2018.13.217ПЗ ВКР

3.6.1.3 Напряжения в узлах

Таблица 21 - Напряжения в узлах при минимальном режиме

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение, U , кВ
1	10	11	10.65
2	13	15	14.99
3	13	15	14.14
4	10	11	10.67
5	220	252	243.22
6	110	126	122.54
7	110	126	122.55
8	110	126	118.96
9	110	126	117.46
10	110	126	117.52
11	110	126	118
12	110	126	115.68
13	110	126	113.76
14	110	126	112.11
15	110	126	111.27
16	110	126	110.96
17	110	126	110.75
18	110	126	110.47
19	110	126	111.23
20	110	126	112.4
21	110	126	113.31
22	110	126	114.62
23	110	126	115.65
24	110	126	117.29
25	110	126	118.73
26	110	126	120.36

Изм.	Листы	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 21 - Напряжения в узлах при минимальном режиме

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение, U , кВ
27	220	252	236.19
28	110	126	122.85
29	110	126	122.94
30	110	126	122.52
31	110	126	122.32
32	110	126	121.93
33	110	126	121.74
34	110	126	121.65
35	110	126	121.58
36	110	126	121.85
37	110	126	122.18
38	110	126	241.21
39	220	252	239.86
42	220	252	243.24

Исходя из полученных данных (таблица 21) можно сделать вывод, что регулирование принесло необходимые результаты и качество электроснабжения восстановлено.

Изм.	Листы	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

3.7 Послеаварийный режим

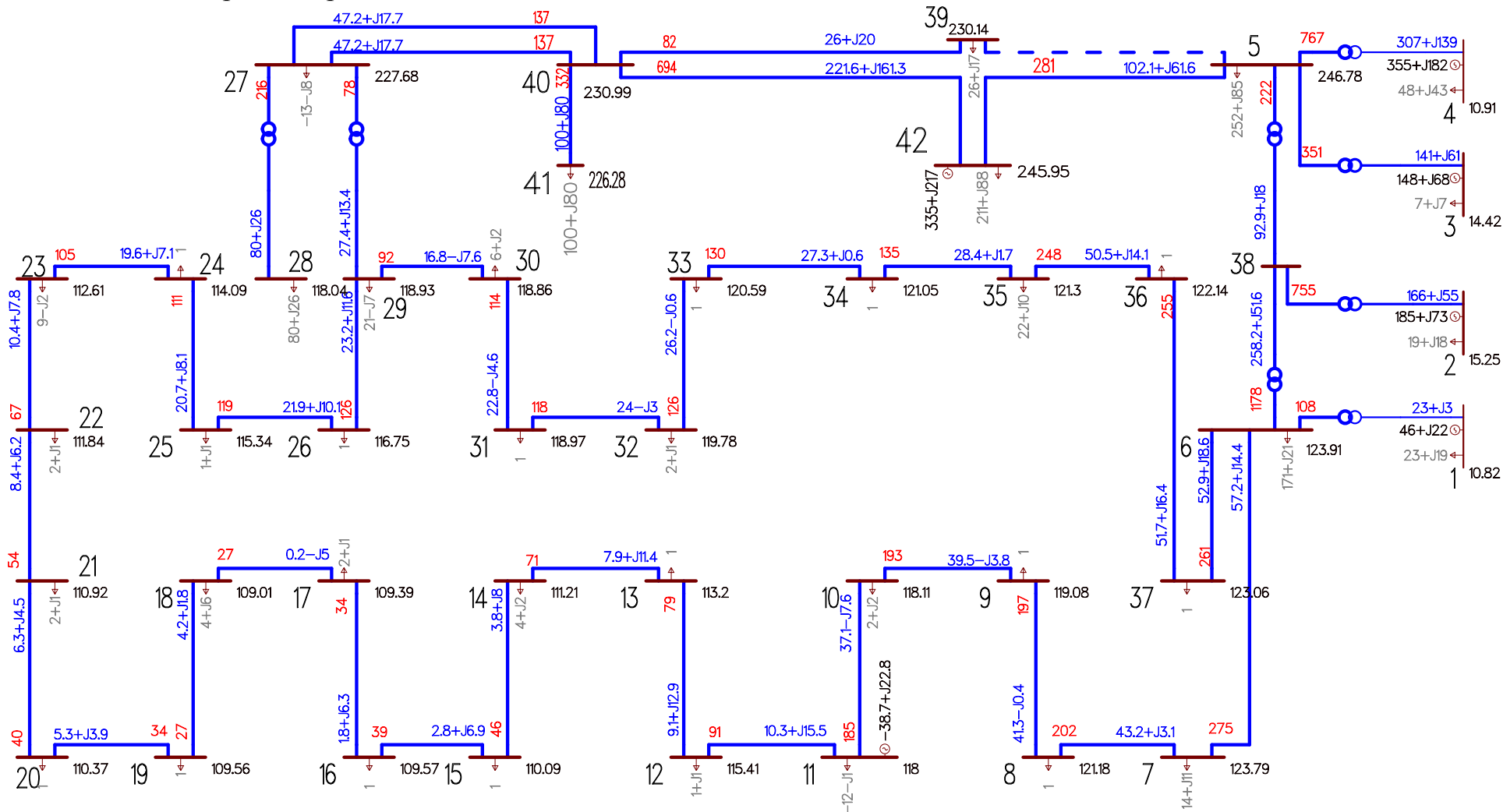


Рисунок 16 - Установившийся послеаварийный режим сети

Изм.	Лист	Архив	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Таблица 22 - Токи в ветвях в послеаварийном режиме

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Длительно- допустимый ток, $I_{\text{доп}}$ А/мм ²	Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$ А/мм ²	$\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{доп}}}$
7	6	240	610	275	0.60
8	7	150	450	202	0.82
9	8	150	450	197	0.84
10	9	150	450	193	0.86
11	10	150	450	185	0.88
12	11	120	390	91	0.41
13	12	150	450	79	0.32
14	13	150	450	71	0.31
15	14	150	450	46	0.26
16	15	120	390	39	0.28
17	16	120	390	34	0.27
18	17	150	450	26	0.22
19	18	120	390	27	0.16
19	20	120	390	34	0.15
20	21	95	330	40	0.17
21	22	95	330	54	0.17
22	23	95	330	67	0.18
23	24	120	390	105	0.28
24	25	120	390	111	0.29
25	26	120	390	119	0.30
26	29	120	390	126	0.31
29	30	300	900	92	0.27
30	31	240	780	114	0.27
31	32	240	780	118	0.26
32	33	240	780	126	0.24
33	34	240	780	181	0.23

Продолжение таблицы 22 - Токи в ветвях в послеаварийном режиме

Номер узла начала	Номер узла конца	Наименьшее сечение провода, F , мм	Длительно-допустимый ток, $I_{\text{доп}}$ А/мм ²	Максимальный ток, $I_{\text{макс}}$ А/мм ²	$\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{доп}}}$
34	35	240	780	176	0.23
35	36	300	900	120	0.13
36	37	300	900	119	0.13
37	6	480	1220	261	0.89
39	5	400	860	-	-
39	40	400	860	178	0.21
40	27	400	860	212	0.25
5	42	400	860	249	0.29
42	40	400	860	694	0.30
40	27	400	860	212	0.25

В результате последовательного отключения во всех линиях одной цепи, либо полного отключения одноцепных линий был выявлен наиболее неблагоприятный режим.

После расчета режима системы при отключенной линии соединяющей узлы 5 и 39, переток мощности изменился и линия между узлами 42 и 40 оказалась нагружена наиболее мощным током:

$$I_{\text{макс}} = 694 \text{ А}, \quad (63)$$

при допустимом:

$$I_{\text{доп}} = 860 \text{ А} \quad (64)$$

$$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}} \quad (65)$$

Так-как максимальный ток меньше допустимого делаем вывод, что реконструкция не требуется.

В послеаварийноавариноном режиме напряжения оказались снижены в результате повышенных потерь. Данные сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Напряжения в послеаварийном режиме.

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{НОМ}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{ДОП}}$ кВ	Напряжение U , кВ
1	10	12	10.82
2	13	14	15.25
3	13	14	14.42
4	10	12	10.91
5	220	252	246.79
6	110	126	123.91
7	110	126	123.8
8	110	126	121.18
9	110	126	119.08
10	110	126	118.11
11	110	126	118
12	110	126	115.42
13	110	126	113.2
14	110	126	111.21
15	110	126	110.09
16	110	126	109.57
17	110	126	109.39
18	110	126	109.02
19	110	126	109.56
20	110	126	110.37
21	110	126	110.92
22	110	126	111.84
23	110	126	112.61
24	110	126	114.09
25	110	126	115.34
26	110	126	116.75
27	220	252	227.69
28	110	126	118.04

Продолжение таблицы 23 – Напряжения в послеаварийном режиме.

Номер узла	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ кВ	Допустимое напряжение $U_{\text{доп}}$, кВ	Напряжение U , кВ
27	220	252	227.69
28	110	126	118.04
29	110	126	118.93
30	110	126	118.87
31	110	126	118.97
32	110	126	119.78
33	110	126	120.6
34	110	126	121.05
35	110	126	121.3
36	110	126	122.14
37	110	126	123.06
39	220	252	230.14
40	220	252	231
41	220	252	226.29
42	220	252	245.95

После отключения данной линии происходит изменение потока передачи мощности, в следствие чего в ряде узлов наблюдается снижение напряжения ниже номинального. Наибольшее в узле 18. Это объясняется его удаленностью от источников.

Вычислим по формуле:

$$\left| 1 - \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right| \cdot 100 < 5 \quad (65)$$

$$\left| 1 - \frac{109.02}{110} \right| \cdot 100 = 0,8\% < 5\% \quad (66)$$

Снижение напряжение находится в рамках допустимого согласно выражению (66).

Наиболее быстрым и соответственно эффективным мероприятием для устранения этого нарушения является использование РПН в линии среднего напряжения $\pm 12\%$, у двух автотрансформаторов АТДЦТН-250000 / 220 / 110 на подстанции 6/220.

Изм.	Лист	В докум.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
69

4 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ

Проектируется тупиковая подстанция питающая нагрузки горно-обогатительного комбината. Данные потребителя и подстанции представлены в таблице 24.

Таблица 24- Параметры проектируемой подстанции

Сторона высшего напряжения			Сторона низш. напряжения		
$U_{ВН}$, кВ	Число вводов	Транзитная мощность $S_{транзит}$, МВА	$U_{НН}$, кВ	Число отход. линий	Мощн. нагрузки $S_{нагр}$, МВА
220	2	0	10.5	16	128.5

Для питания горно-обогатительного горнообогатительного комбината с максимальной нагрузкой 128,5 МВА необходимо выбрать две воздушные линии электропередач, в виду их более низкой стоимости по сравнению с кабельными линиями, они так же более удобны для осмотра и ремонта. Система шин РУ вторичного напряжения 10 кВ одинарная, секционированная по числу силовых трансформаторов. Для обеспечения надежности схемы эл.снабжения принимаем схему с двумя трансформаторами, так как в случае аварии или ремонта на одном из трансформаторов потребители будут получать питание от оставшегося в работе трансформатора.

К основным потребителям электроэнергии горно-обогатительного комплекса относятся: на напряжение до 1000 В (0,4/0,23 кВ) переменного тока — электродвигатели производственных механизмов мощностью до 250 кВт (дробилки, питатели, конвейеры, магнитные сепараторы, насосы, вентиляторы, освещение) на напряжение 6—10 кВ переменного тока — электродвигатели мощностью свыше 250 кВт (мельницы, конвейеры, насосы, эксгаустеры, дымососы, приводы обжиговых печей, экскаваторы); электроприемники постоянного тока — электродвигатели приводов с широким диапазоном регулирования частоты вращения.

По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) электроприемники горно-обогатительного комплекса в основном относятся к категории II. Электрические нагрузки электроприемников категории I обычно незначительны. К ним относятся механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче дорогостоящего оборудования, например обжиговые печи.

4.1 Разработка структурной схемы

4.1.1 Выбор схемы соединения основного оборудования.

Структурная схема подстанции должна включать в себя распределительные устройства (РУ) высшего и низшего напряжений; понизительные трансформаторы или автотрансформаторы. Данная подстанция связана с сетью одной двухцепной

радиальной воздушной линией и имеет отходящие присоединения к улам питающим нагрузки ГОКа со стороны низшего напряжений, поэтому является тупиковой.

Структурная схема представлена на рисунке 17. Выбор типа трансформаторов и их количества, а также выбор линий электропередач будет произведен далее.

Число входящих воздушных линий на стороне ВН – 2, отходящих линий на стороне НН – 16. Планируемая мощность нагрузки на стороне НН – $S_{НН} = 128,06$ МВА. Принимаем, что коэффициент мощности - $\cos\varphi$ на стороне ВН и НН одинаковый.

$$S_{ВН} = S_{НН} \quad ,(67)$$

$$S_{ВН} = 128,6 \text{ МВА.} \quad (68)$$

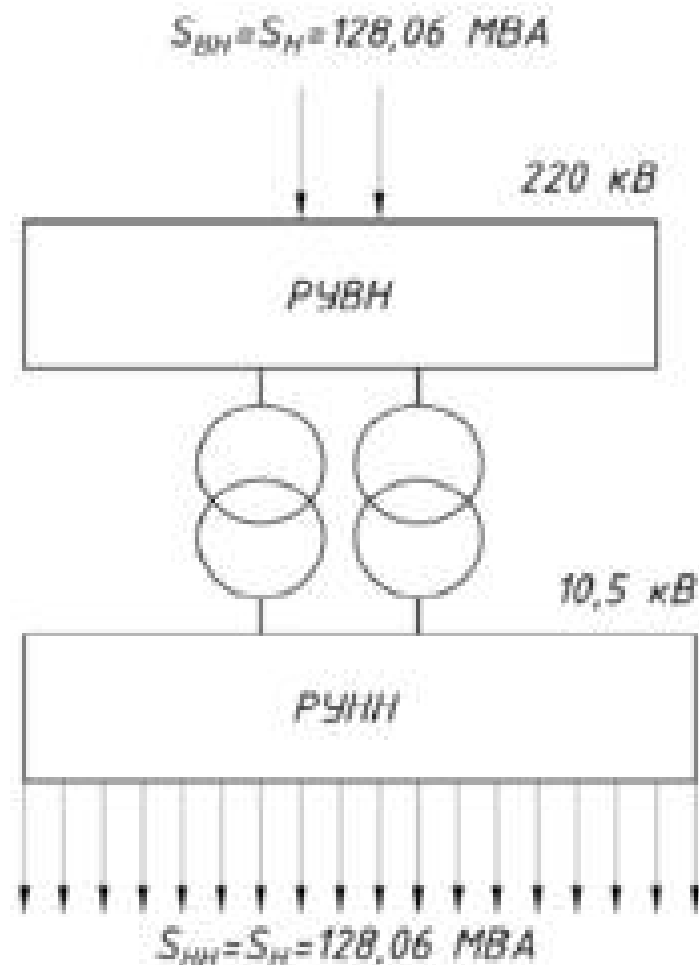


Рисунок 17 – Структурная схема подстанции

4.2 Выбор силовых трансформаторов

При выборе трансформаторов и автотрансформаторов на электрических станциях и подстанциях, необходимо стремиться не только к обеспечению надежной связи с системой и надежному электроснабжению потребителей, но и к уменьшению их стоимости, а значит, мощности и количества.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
71

Число трансформаторов на подстанции выбираем 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 1 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 $0,65 \div 0,7$ 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:

$$S_T \geq S_{ВН} \cdot 0,7 = 128,6 \cdot 0,7 = 89,64 \text{ МВА}, \quad (69)$$

$$S_T \geq 89,64 \text{ МВА}. \quad (70)$$

Выбираем по (70) трансформатор ТРДЦН–100000/220/10,5.

Трехфазный (Т) трансформатор с расщепленной обмоткой НН (Р), имеет масляное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц) и воздуха (Д) и устройство регулирования напряжения под нагрузкой - РПН (Н). Параметры трансформатора сведены в таблицу 25.

Таблица 25- Параметры выбранных трансформаторов.

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВН}$, %
ТРДЦН–100000/220	100	230	11	12.5

Проверим выбранный трансформатор. Должно выполняться условие:

$$0,6 < \frac{S_{ВН}}{2 \cdot S_T} < 0,7. \quad (71)$$

Получили:

$$\frac{128,6}{2 \cdot 100} = 0,640 \quad (72)$$

$$0,6 < 0,640 < 0,7.$$

3)

Преобразованная схема представлена на рисунке 18.

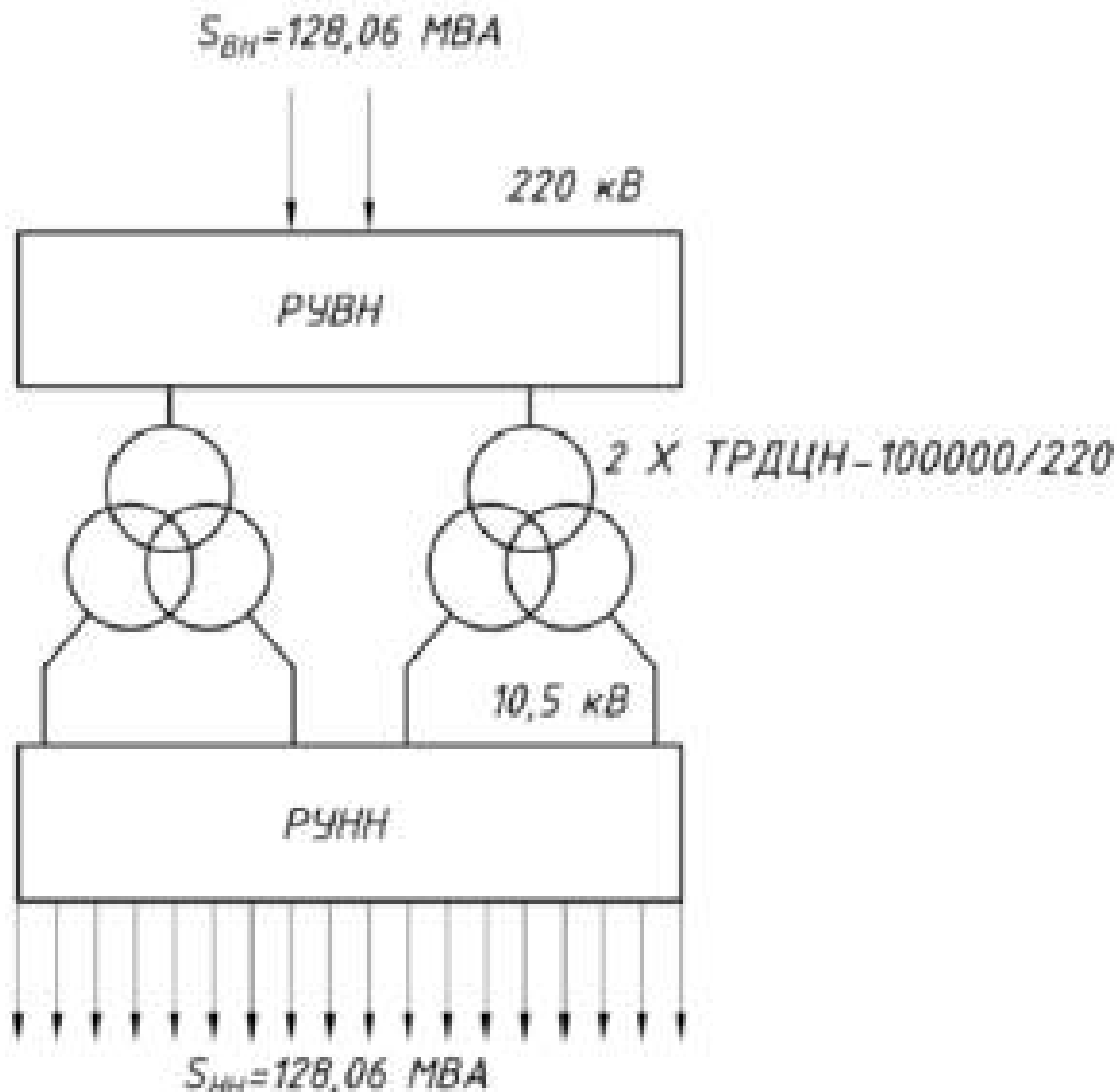


Рисунок 18 - Схема распределения мощности

4.3 Проверка линий электропередач

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения производится по нормированным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока.

Суммарное сечение (F) проводов фазы, проектируемой ВЛ составляет

$$F = \frac{I_p}{j_n}, \quad (74)$$

где: I_p – расчетный ток, А;

Имя	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
73

j_n – нормированная плотность тока, А/мм².

В соответствии с ПУЭ при числе часов использования максимума нагрузки T_{max} более 5000 ч/год $j_n = 0,9$ А/мм².

Значение I_p , протекающего по одной линии, определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_{ВН}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (75)$$

где: S – мощность нагрузки на стороне одного напряжения, кВА;

n – число отходящих линий;

U_n – номинальное напряжение рассматриваемой группы ЛЭП, А/мм².

Рассчитаем сечение ЛЭП на стороне ВН:

Входящие линии:

$$I_{ВН} = \frac{128,06 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 168,038 \text{ А}, \quad (76)$$

$$F_{ВН} = \frac{168,038}{0,9} = 186,709 \text{ мм}^2. \quad (77)$$

В соответствии с этими результатами подходят для входящих линий ВН провода марки АС-240/32

При обрыве одной из линий по оставшейся цепи будет протекать ток

$$I_{ВН}^{МАКС} = \frac{128,06 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 336,077 \text{ А}, \quad (78)$$

Данное значение является допустимым, так как не превышает

$$I_{доп} = 610 \text{ А.}, \quad (79)$$

Ток нормального режима цепи потребителя на стороне НН:

$$I_{НН} = \frac{128,06 \cdot 10^3}{16 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 440,038 \text{ А}, \quad (80)$$

4.4 Разработка главной схемы

4.4.1 Выбор схем распределительных устройств

4.4.1.1 Распределительное устройство высшего напряжения

При выборе схемы электрических соединений, прежде всего, учитывается тип подстанции. В связи с отсутствием транзитной мощности подстанцию можно отнести к категории тупиковых.

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

Изм.	Лист	Входной	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
74

(81)

где – число присоединений;
– число вводов и отходящих линий (в т.ч. транзитных);
– число трансформаторов.

$$n_{\text{пр}} = 2+2 = 4. \quad (82)$$

Определяющую роль в выборе схемы играет напряжение на шинах.
Напряжение на шинах ВН:

$$U_{\text{ВН}} = 220 \text{ кВ}$$

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. Схема должна содержать необходимый минимум электрических аппаратов для бесперебойного электроснабжения потребителей качественной электрической энергией.

Исходя из вышеуказанных величин, на ВН можно предложить следующие варианты:

220-4Н Два блока с выключателями и неактивной перемычкой со стороны линии

220-5Н Мостик с выключателями в цепи линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

220-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Охарактеризуем каждую из схем и выберем оптимальный вариант.

- 1) Два блока с выключателями и неактивной перемычкой со стороны линии

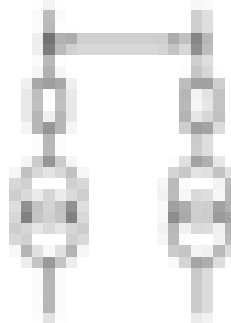


Рисунок 19 – Схема два блока с выключателями и неактивной перемычкой со стороны линии

На двухтрансформаторных подстанциях напряжением 35—220 кВ применяется схема «блок линия—трансформатор» с выключателем и неавтоматической переключкой со стороны линии. Блочные схемы просты, экономичны, но при повреждениях в линии или в трансформаторе автоматически отключаются линия и трансформатор.

2) Мостик.

Одним из важных требований к схемам является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям данная схема отвечает в полной мере.

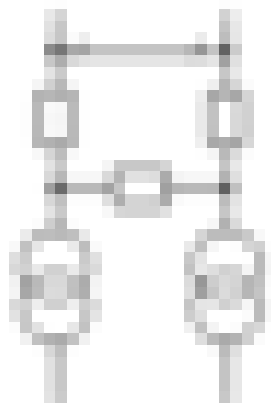


Рисунок 20 – Схема с двумя рабочими и обходной системами шин.

3) Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переключкой со стороны трансформаторов.

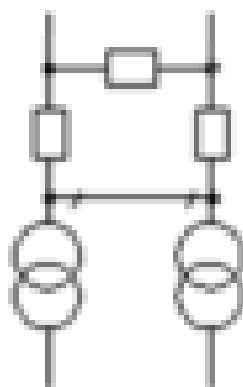


Рисунок 21- Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переключкой со стороны трансформаторов.

Сопоставляя достоинства и недостатки выбранных схем, выбираем схему два блока с выключателями и неактивной переключкой со стороны линии, как наиболее оптимальный вариант для распределительного устройства высшего напряжения.

4.4.1.2 Распределительное устройство низшего напряжения

Для РУ НН примем схему две одиночные, секционированные выключателем системы шин (рисунок 22). Основной причиной, определяющей такой режим работы, является требование снижения токов короткого замыкания, хотя в этом случае отказ от непосредственной параллельной работы трансформаторов имеет свои отрицательные последствия: разные уровни напряжения по секциям, неравномерная загрузка трансформаторов и т.п. В данной схеме в нормальном режиме работы секционный выключатель отключен.

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.

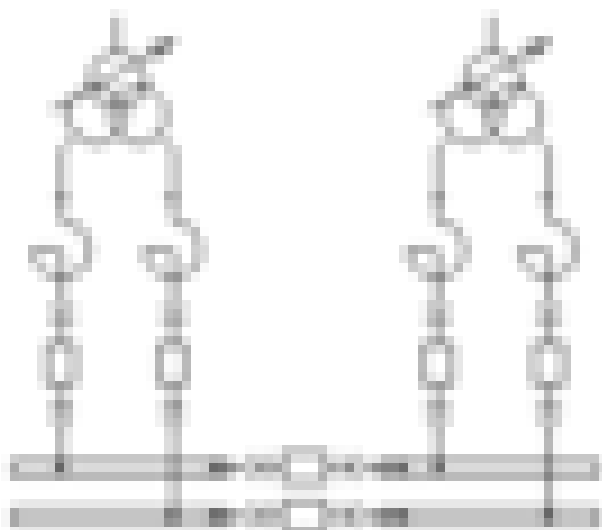


Рисунок 22 – Схема РУ НН

4.4.2 Расчетные токи на высшем напряжении:

Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

В нормальном режиме должны выполняться неравенства:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{установки}} \text{ и } I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р}} \quad (83)$$

Нормальный режим:

$$I_{\text{ВН}}^{\text{л}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (84)$$

$$I_{\text{ВН}}^{\text{л}} = \frac{128,06 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 168,038 \text{ А} \quad (85)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

$$I_{\text{ВН}}^{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}^{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} \quad (86)$$

$$I_{\text{ВН}}^{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot 1000000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 175,715 \text{ A} \quad (87)$$

Максимальный режим:

$$I_{\text{ВН авар}}^{\text{л}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (88)$$

$$I_{\text{ВН авар}}^{\text{л}} = \frac{128,06 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 336,077 \text{ A} \quad (89)$$

$$I_{\text{ВН авар}}^{\text{тр}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}^{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} \quad (90)$$

$$I_{\text{ВН авар}}^{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot 1000000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 367,405 \text{ A} \quad (91)$$

4.4.3 Расчетные токи на низшем напряжении

Нормальный режим:

$$I_{\text{НН}}^{\text{л}} = \frac{S_{\text{НН}}}{16 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad (92)$$

$$I_{\text{НН}}^{\text{л}} = \frac{128,06 \cdot 10^3}{16 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 440,099 \text{ A} \quad (93)$$

$$I_{\text{НН}}^{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}^{\text{тр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} \quad (94)$$

$$I_{\text{НН}}^{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot 1000000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 1837,024 \text{ A} \quad (95)$$

Максимальный режим:

$$I_{\text{НН авар}}^{\text{л}} = \frac{S_{\text{НН}}}{12 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad (96)$$

$$I_{\text{НН авар}}^{\text{л}} = \frac{128,06 \cdot 10^3}{12 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 586,799 \text{ A} \quad (97)$$

$$I_{\text{НН авар}}^{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}^{\text{тр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} \quad (98)$$

$$I_{\text{НН авар}}^{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot 1000000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 3674,047 \text{ A} \quad (99)$$

Имя	Лист	В докум.	Подп.	Дата

4.5 Выбор расчетной точки короткого замыкания

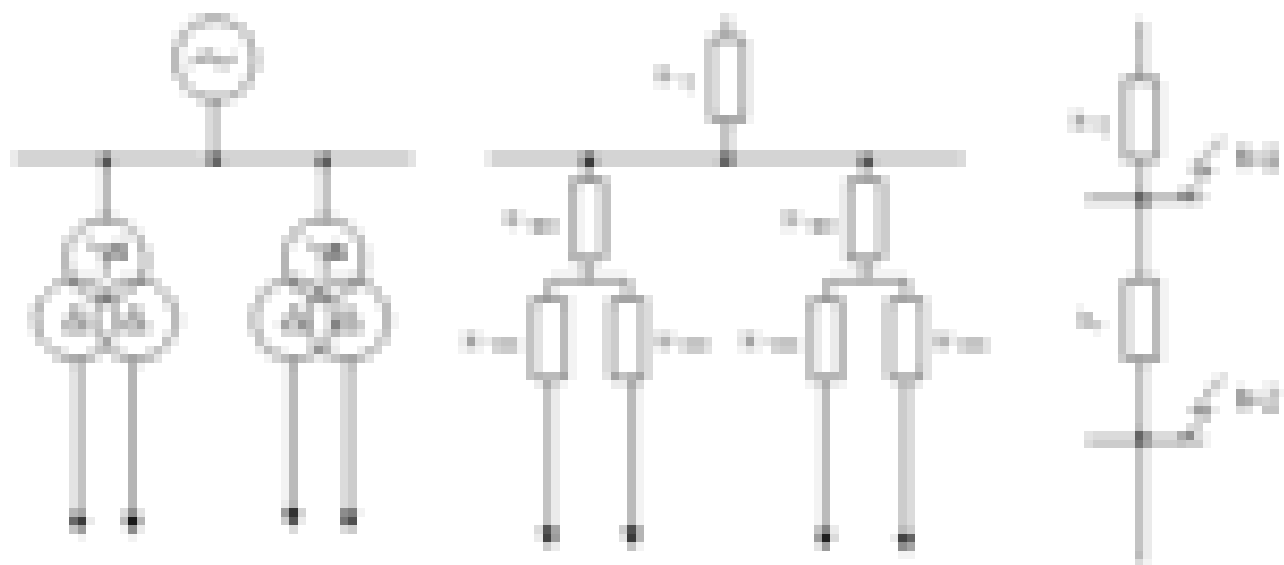


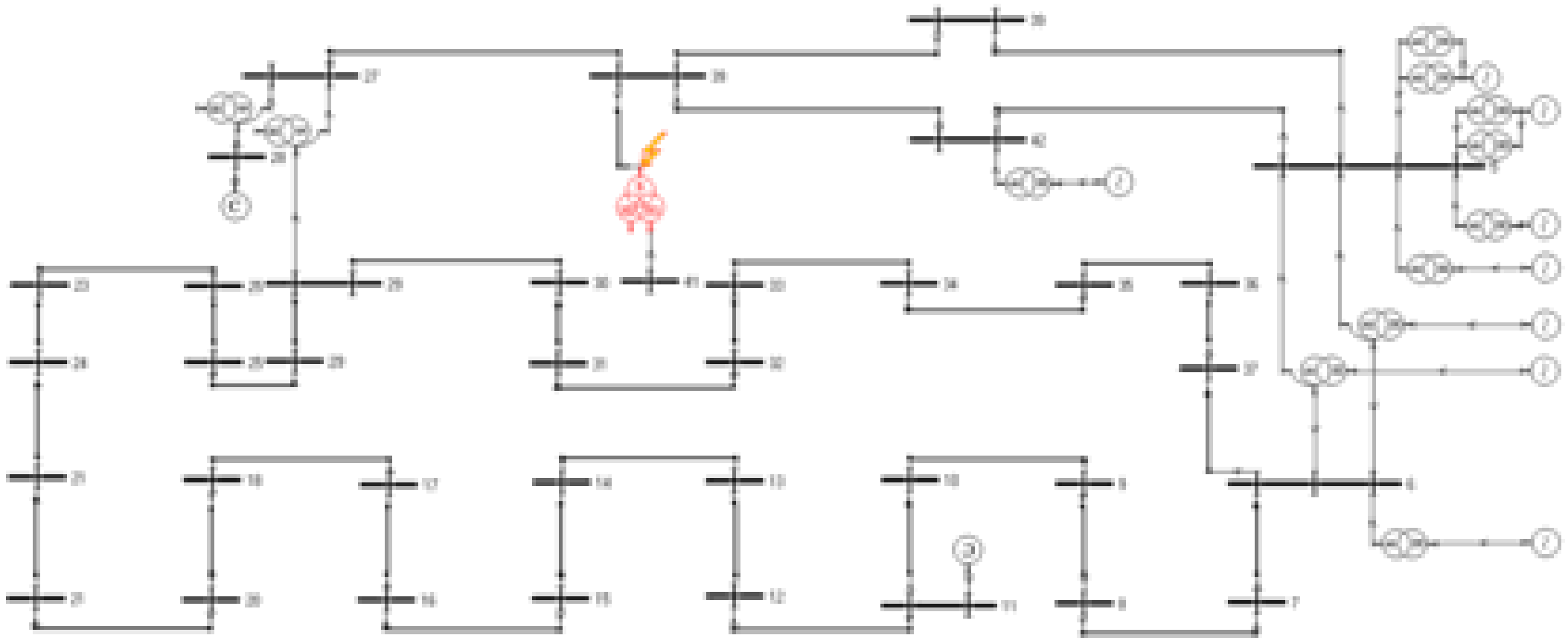
Рисунок 23 – Расчетная схема замещения для определения токов короткого замыкания

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Для этого составляется расчетная схема замещения (рисунок 24), намечаются расчетные точки короткого замыкания и определяются токи короткого замыкания.

При составлении расчетной схемы для выбора аппаратов и проводников одной цепи выберем режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания. За расчетную точку короткого замыкания примем точку, при повреждении которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток.

При расчете токов короткого замыкания воспользуемся функционалом программы «ТоКо».

Вход КЗ: В[1]; Мощность 0,000 с; $I_{k1} = 7,000$ кА, фазы: -90 град.;
 $I_{k2} = 7,000$ кА, фазы: -90 град.;



Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на стороне 220 кВ (точке К-1).

Рисунок 24– Расчетная схема сети для определения токов КЗ на стороне ВН в программе «Токо»

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на стороне 10,5 кВ (точке К-2).

Вид КЗ: В(З); Минимум: 0,00 с; $I_k = 32,617$ кА, фаза: -В(З);

$I_k = 32,617$ кА, фаза: -В(З);

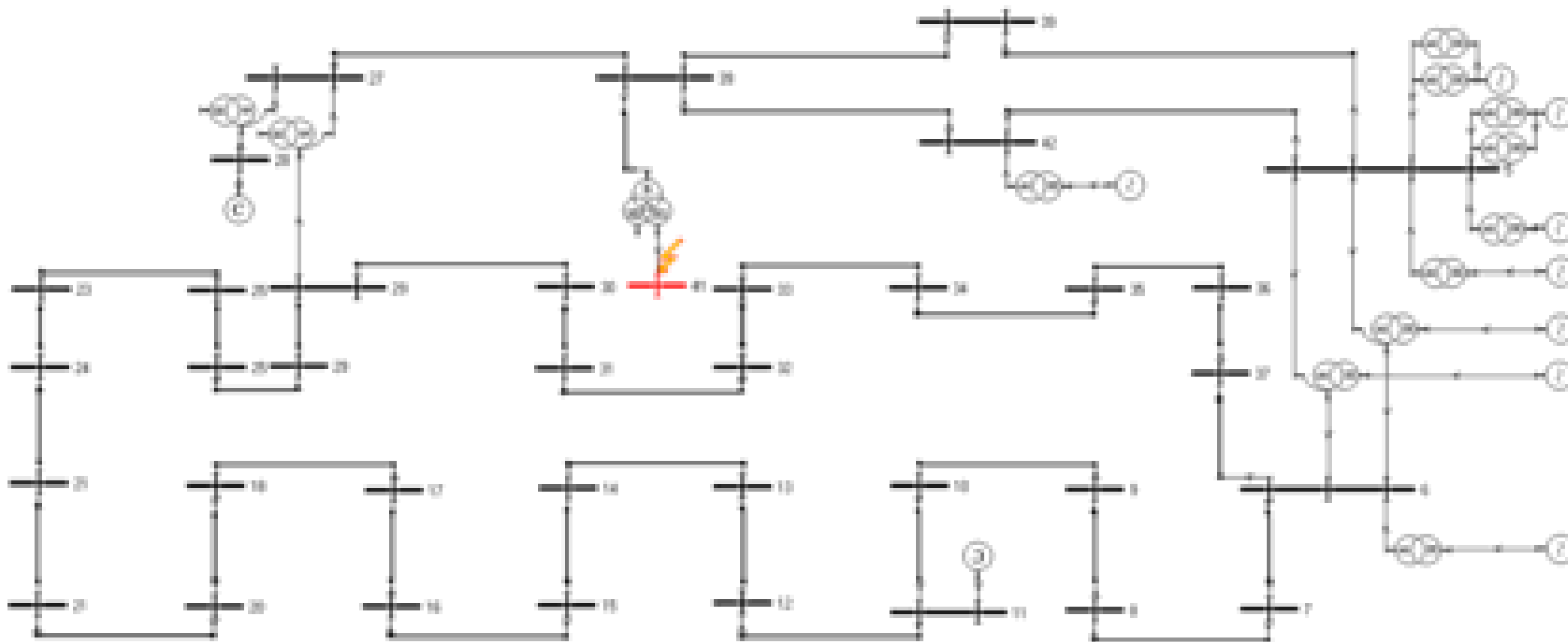


Рисунок 25 – Расчетная схема сети для определения токов КЗ на стороне НН в программе «Токо»

Изм.	Лист	Исполн.	Подп.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Ток нулевой последовательности короткого замыкания согласно расчетам в программе:

$$I_{ВН}^{п(0)} = 7,002 \text{ кА.} \quad (100)$$

4.5.1 Для системы, где рассматривается КЗ, напряжением 220 кВ, значение ударного коэффициента:

$$k_y = 1,717. \quad (101)$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$I_{ВН}^y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{ВН}^{п(0)} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 7,002 = 17,002 \text{ кА,} \quad (102)$$

где k_y – ударный коэффициент.

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

Ток нулевой последовательности короткого замыкания согласно расчетам в программе:

$$I_{НН}^{п(0)} = 32,617 \text{ кА.} \quad (103)$$

Для системы энергоснабжения потребителя, связанной через трансформаторы мощностью 100 МВА значение ударного коэффициента:

$$k_y = 1,82. \quad (104)$$

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания:

$$I_{НН}^y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{НН}^{п(0)} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 32,617 = 83,952 \text{ кА.} \quad (105)$$

4.6 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерения

4.6.1 Выбор выключателей и разъединителей.

Выключатели в зависимости от применяемых в них дугогасительной и изолирующей сред подразделяются на масляные, воздушные, элегазовые, вакуумные и выключатели с магнитным гашением дуги.

Выберем 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;

В качестве изоляционной и дугогасящей среды используется шестифтористая сера (элегаз-SF6).

При выборе выключателей, как и прочего оборудования, стремимся к однотипности, так как это упрощает эксплуатацию.

Выключатели выбираем:

- по напряжению установки
- по длительному току
- по отключающей способности.

Разъединители выбираем:

- по напряжению установки
- по току
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости

4.6.1.1 Выбор выключателей на ВН.

Намечаем к установке на стороне высокого напряжения элегазовый выключатель ВГК-220.

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:

$$\tau = t_{PЗмин} + t_{св} = 0,01 + 0,025 = 0,0325 \text{ с}, \quad (106)$$

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

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя; $t_{св} = 0,025$ с.

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п,\tau} \leq I_{отк,ном}, \quad (107)$$

$$7,002 < 31,5 \text{ кА}, \quad (108)$$

где $I_{п,\tau}$ – 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 ($i_{а,\tau}$) в момент расхождения контактов:

$$i_{а,\tau} \leq i_{а,ном}, \quad (109)$$

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_a}} = \sqrt{2} \cdot 17,002 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,0325}} = 7,0226 \text{ кА}, \quad (110)$$

$$i_{a, \text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{ОТК.НОМ}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 31,5}{100} = 14,035 \text{ кА}, \quad (111)$$

$$7,0226 \leq 14,035 \text{ кА}. \quad (112)$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{п,0} \leq I_{\text{дин}}, \quad (113)$$

$$7,002 \leq 31,5, \quad (114)$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}}, \quad (115)$$

$$17,002 \leq 102. \quad (116)$$

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

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

- На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (117)$$

$$B_k \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2/\text{с}, \quad (118)$$

где B_k – тепловой импульс по расчету;

$I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу $I_{\text{тер}} = 40 \text{ кА}$;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$.

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (119)$$

$$t_{\text{отк}} = t_{рз} + t_{о,в} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}, \quad (120)$$

$$B_k = 7,002^2 \cdot (0,15 + 0,03) = 9,806 \text{ кА}^2/\text{с}, \quad (121)$$

$t_{р.з}$ – время действия основной релейной защиты, с;

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

T_a – постоянная времени.

$$9,806 \leq 4800 \text{ кА}^2/\text{с}. \quad (122)$$

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 24. Внешний вид и параметры установки выключателя представлены на рисунке 26.

Имя	Дата	Автор	Провер	Длина

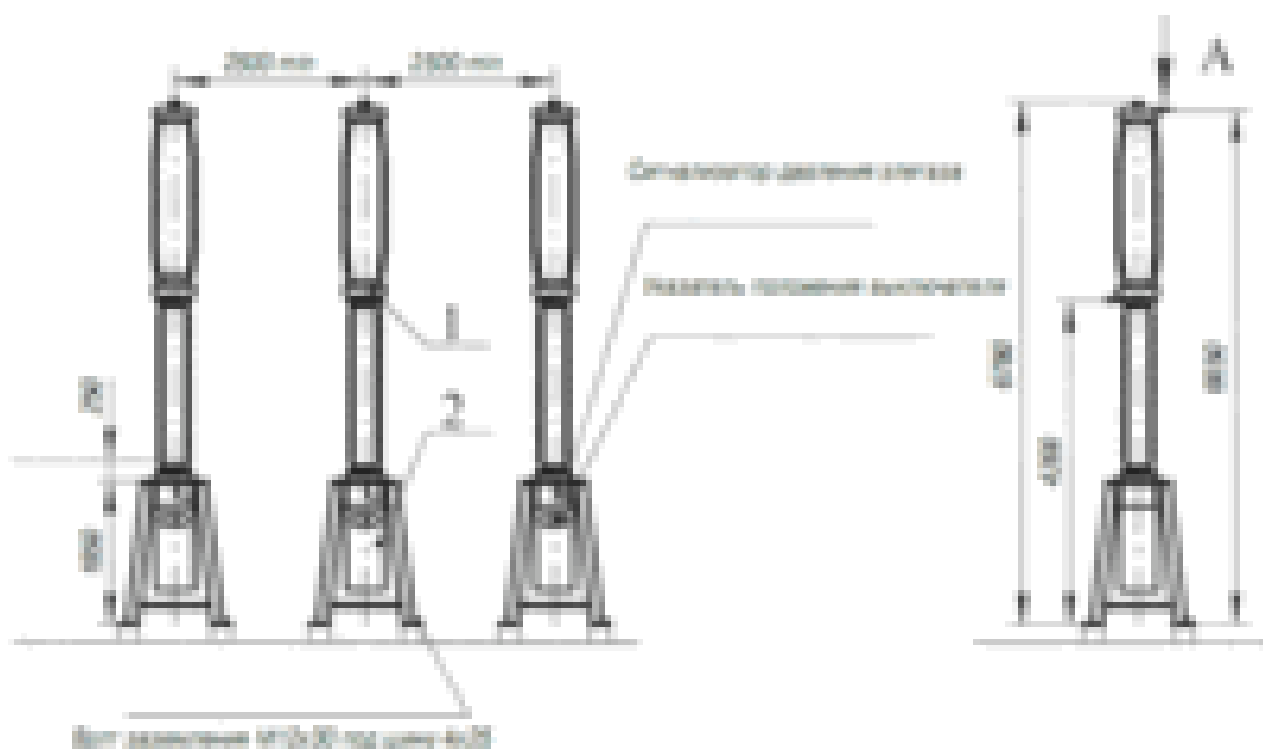


Рисунок 26 – Внешний вид ВГК-220

4.6.1.2 Выбор разъединителей на ВН.

Намечаем к установке разъединитель РГ-220 (УХЛ1) 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), внесем в таблицу 25 его параметры.

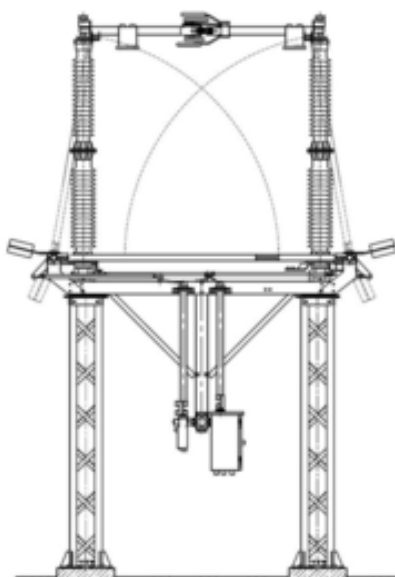


Рисунок 27 – Внешний вид РГ-220 (УХЛ1),

Изм.	Асс.	Исполн.	Прош.	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

$$B_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ .} \quad (123)$$

Таблица 26 – Выключатели и разъединители для РУ ВН

Расчетные данные	ВГК-220-31	РГ-220 (УХЛ1),
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 337 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 17,002 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном}} = 31,5 \text{ кА}$	–
$i_{\text{а,т}} = 7,023 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 31,5 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п,0}} = 7,002 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{у}} = 17,002 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 9,8 \text{ кА}^2/\text{с}$	$4800 \text{ кА}^2/\text{с}$	$2976,75 \text{ кА}^2/\text{с}$

4.6.2 Трансформаторов тока на стороне ВН.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки;
- по номинальному току;

где $I_{\text{ном}}$ – 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;

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;
- по вторичной нагрузке

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы выполнялось:

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) :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (124)$$

- сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (125)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;
 I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (126)$$

Приняв $r_2 = Z_{2\text{ном}}$, можно определить сечение проводов:

$$q = \frac{\rho + l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (127)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода. ($\rho = 0,0283$);
 $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов.

4.6.2.1 ТТ на высшей стороне.

$I_{\text{max}} \text{ ВН тр-ра} = 232 \text{ А}$.

ТТ на высшей стороне на подстанции служит для к установке трансформатор тока типа FGCH- – 200 с током в первичной обмотке $I_{\text{ном1}} = 300 \text{ А}$. Ток в первичной обмотки целесообразно выбирать как можно ближе по значению к $I_{\text{max}} \text{ ВН тр-ра}$ для снижения погрешности.

Трансформаторы тока типа FGCH- 200, разработки фирмы NissinElectricCo., Ltd. (Япония) с номинальным напряжением 110-750 кВ , наибольшим рабочим напряжением 126-787 кВ , током термической стойкости 40 кА , током динамической стойкости 102 кА , категории размещения 1 для эксплуатации в диапазоне температур от минус 45 °С до плюс 40 °С, код ОКП 34 1440, выпускаемые фирмой NissinElectricCo., Ltd. (Япония) по типовым техническим условиям на измерительные трансформаторы фирмы NISSIN, соответствуют показателям назначения по ГОСТ 7746-2001 и требованиям государственных и отраслевых стандартов России, условиям применения, дополнительным требованиям потребителя и могут быть установлены на объектах ОАО"ФСК ЕЭС". Расчетные и каталожные ТТ данные приведены в таблице 27.

Таблица 27 – ТТ для РУ ВН

Расчетные данные	FGCH-200
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 245 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 337 \text{ А}$	$I_{\text{ном1}} = 200-5000 \text{ А}$
$i_y = 17,002 \text{ кА}$	135кА
$B_{\text{к}} = 9,8 \text{ кА}^2/\text{с}$	$50^2 \cdot 3$

Имя	Долг	Подпись	Дата	

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

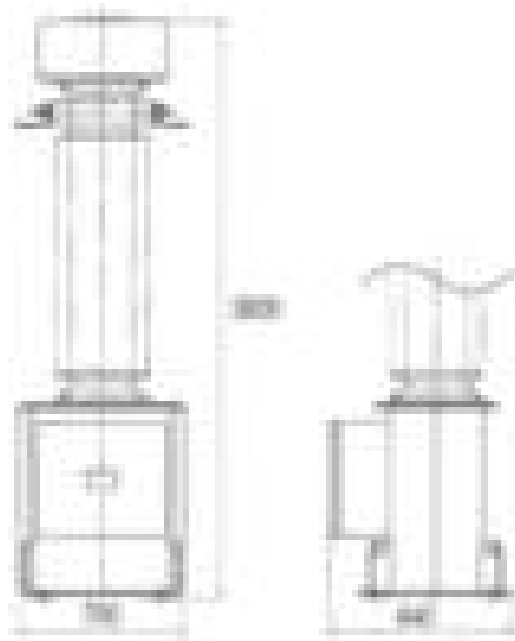


Рисунок 28 – Внешний вид FGCH-200 (УХЛ1),

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:
Размещение приборов показано на рисунке 29:

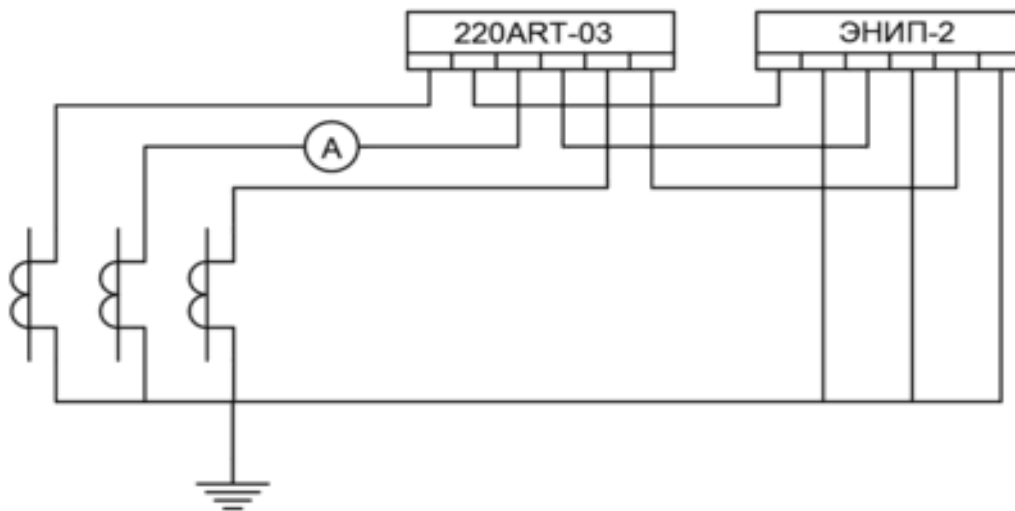


Рисунок 29 – Размещение приборов ТТ на питающих линиях

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ (таблица 28):

Таблица 28 - Нагрузка измерительных приборов по фазам

Прибор	Нагрузка фазы, В·А		
	А	В	С
Амперметр Э-335	-	0,5	-
ЭНИП-2	0,1	0,1	0,1
220ART-03	0,1	0,1	0,1
Итого	0,2	0,7	0,2

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Наиболее загружен ТТ фазы В.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом.} \quad (128)$$

$Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 1 = 1,2 Ом.

$r_{\text{к}} = 0,1$ Ом, т.к. устанавливается три прибора;

$Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 1 = 1,2 Ом.

Для цепей РУ 220 кВ: $L = 85$ м, $L_{\text{расч}} = L = 85$ м;

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,044 + 0,05 = 0,094 \leq 1,2, \quad (129)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,04 - 0,1 = 1,06 \text{ Ом,} \quad (130)$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 85}{1,06} = 2,27 \text{ мм}^2. \quad (131)$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами с сечением = 4 мм².

Намеченный к установке ТТ FGCH-200 подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем его на питающих линиях.

4.6.3 Трансформаторы напряжения в цепях РУ ВН 220 кВ

Примем к установке трансформаторы типа НАМИ-220 УХЛ1.

Трансформаторы имеют 2 вторичных обмотки: основную на $220/\sqrt{3}$ В и дополнительную на 200 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 400 ВА.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 29.

Таблица 29 - Нагрузка измерительных приборов по фазам

Прибор	Нагрузка фазы, В·А		
	А	В	С
Амперметр Э-335	-	0,5	-
ЭНИП-2	0,1	0,1	0,1
220ART-03	0,1	0,1	0,1
Итого	0,2	0,7	0,2

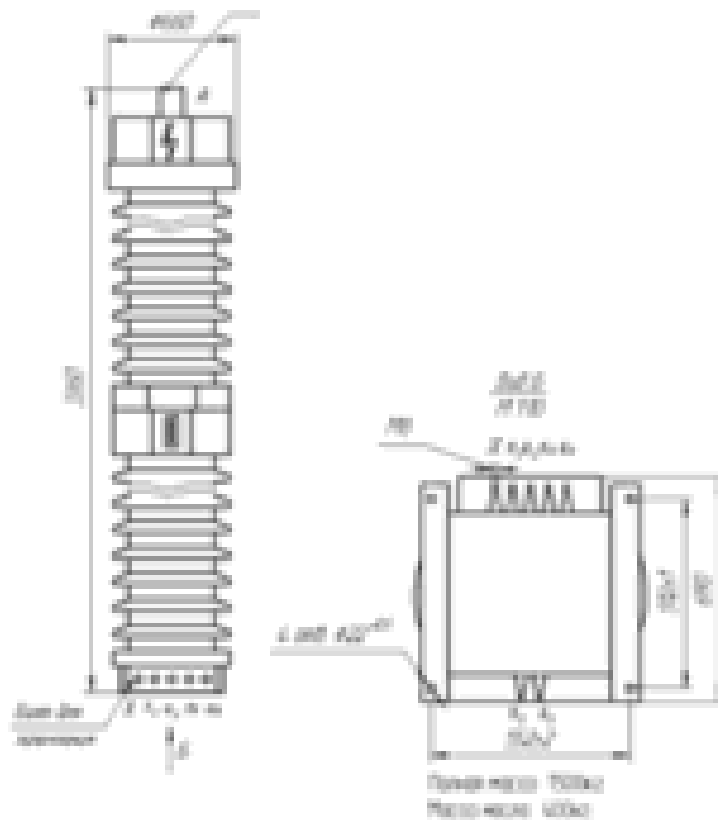


Рисунок 30 – Внешний вид НАМИ-220 УХЛ1,

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке. Наиболее загружен ТН фазы В.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом}, \quad (132)$$

$Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 1 = 1,2 Ом.

$r_{\text{к}} = 0,1$ Ом, т.к. устанавливается три прибора;

$Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 1 = 1,2 Ом.

Для цепей РУ 220 кВ: $L = 85$ м, $L_{\text{расч}} = L = 85$ м;

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,044 + 0,05 = 0,094 \leq 1,2, \quad (133)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,04 - 0,1 = 1,06 \text{ Ом}, \quad (134)$$

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 85}{1,06} = 2,27 \text{ мм}^2,$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{75^2 + 58,42^2} = 95,06 \text{ ВА}. \quad (135)$$

Три ТН, соединенные в звезду, имеют мощность

$$S_{\text{ном}} = 3 \times 400 = 1200 \text{ ВА}, \quad (136)$$

что больше $S_{2\Sigma}$.

Имя	Дата	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

$$S_{2\Sigma} = 95,06 < S_{\text{ном}} = 1200 \text{ ВА.} \quad (137)$$

Таким образом, ТН будут работать в выбранном классе точности 0.5.

Для соединения ТН с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами с сечением = 4 мм².

4.6.4 Выбортоковедущих частей и изоляторов

4.6.4.1 Токосоведущие части РУ 220 кВ

По допустимому току, при максимальном

$$I_{\text{ВН авар}}^{\text{л}} = 336,077 \text{ А.}$$

Принимаем провод, АС – 240/32 в фазе, $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$. Данный провод проходит по короне в классе напряжений 220 кВ.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами не менее 400 см.

- проверка шин на схлестывание (электродинамическую стойкость):

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между ними.

Так как условие $I_{\text{п,0}} = 17,002 \text{ кА} < 40 \text{ кА}$ выполняется, то не производим проверку на динамическую устойчивость.

- проверка на термическое действие тока КЗ: не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе

- проверка по условиям коронирования не требуется, так как выбрано сечение, которое больше минимально допустимого по короне для 220 кВ ($F_{\text{мин}}=240/32$).

4.6.4.2 Выбор изоляторов

Для данной подстанции на ОРУ 220 кВ подвесные изоляторы для крепления ошиновки выбираем типа ЛК-160/220-IV.

Параметры изолятора:

размеры: - строительная высота – 2177 мм;

разрушающая электромеханическая нагрузка – не менее 120 кН;

Эти изоляторы имеют некоторые преимущества перед остальными изоляторами:

- меньшую массу;

- более высокие разрядные характеристики;

- стойкость к загрязнению;

- устойчивость к ударам и резким сменам температуры;

- простой монтаж и обслуживание.

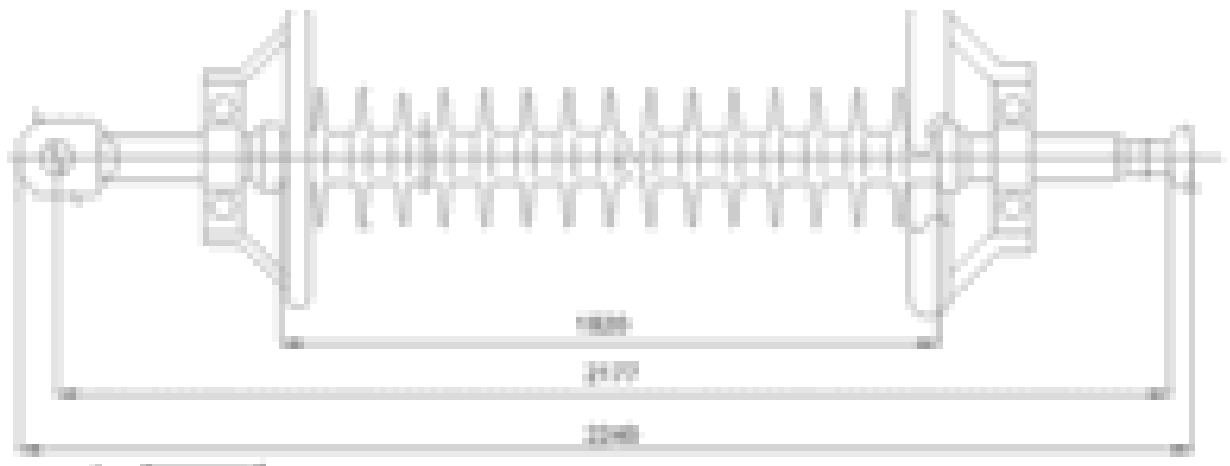


Рисунок 31 – Внешний вид ЛК-160/220.

4.7 Выбор оборудования на стороне низкого напряжения 10,5 кВ.

4.7.1 Комплектное распределительное устройство

Для данной понижающей подстанции принимаем к установке на стороне 10 кВ КРУ типа К-205 ЭП (Источник [11]). Изготовитель – «Завод Электропульта». 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-205 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. Завод приступил к изготовлению шкафов с трансформаторами ТЛ-10, которые имеют более высокие характеристики в сравнении с другими соответствующего номинала по трех- и односекундному току термической стойкости, току электродинамической стойкости. Конструкция ТЛ-10 позволяет отказаться от контактной группы и проходного изолятора в линейном отсеке шкафа.

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа. Завод - изготовитель гарантирует необходимые параметры разъединителей для нормальной работы совместно с выключателем, поэтому проверку разъединителей проводить не будем.

Намечаем к установке на низшей стороне – элегазовый выключатель VF 12,20,40 (производство “Shneider Elecetric”).

Иван	Александр	Александр	Григорий	Александр

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

4.7.2 Выключатели РУ НН 10,5 кВ

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

$$\tau = t_{PЗ\text{мин}} + t_{c,B} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}, \quad (138)$$

где $t_{3,\text{min}} = 0.01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{c,B}$ – собственное время отключения выключателя; $t_{c,B} = 0,06$ с

- Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п,\tau} \leq I_{тк,ном}, \quad (139)$$

$$32,617 < 40 \text{ кА},$$

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

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

- Проверка на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ ($i_{a,\tau}$) в момент расхождения контактов:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}, \quad (140)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_a}} = \sqrt{2} \cdot 32,617 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,06}} = 13,47 \text{ кА}, \quad (141)$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,627 \text{ кА}, \quad (142)$$

$$13,47 \leq 22,627 \text{ кА}.$$

- На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{п,0} \leq I_{дин}, \quad (143)$$

$$32,617 \leq 40,$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (144)$$

$$83,952 \leq 110 \text{ кА}.$$

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

- На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (148)$$

Имя	Фамилия	Инициалы	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

$$B_k \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2/\text{с},$$

где B_k – тепловой импульс по расчету;

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

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу,

$$B_k = I_{\text{п},0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (149)$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{о.в}} = 0,1 + 0,06 = 0,07\text{с}, \quad (150)$$

$$B_k = 32,617^2 \cdot (0,07 + 0,07) = 148,942 \text{ кА}^2/\text{с},$$

где $t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}}$;

$t_{\text{р.з}}$ - время действия основной релейной защиты, с;

$t_{\text{о.в}}$ - полное время отключения выключателя по каталогу;

$$148,942 \leq 4800 \text{ кА}^2/\text{с}.$$

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 30.

Таблица 30 - Выключатели РУ НН

Расчетные данные	VF 12,20,40
$U_{\text{уст}} = 10,5\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1837,024 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п},\tau} = 32,617 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а},\tau} = 13,47\text{кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 22,627 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 83,952 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 148,942 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2/\text{с}$

Намеченные к установке выключатели и удовлетворяют всем условиям. Значит, устанавливаем их в КРУ К-205 ЭП.

4.7.3 Трансформаторы тока на РУ НН 10.5 кВ

4.7.3.1 ТТ в цепи понизительного двухобмоточного трансформатора связи.

$$I_{\text{НН}}^{\text{ТР}} = 1837,024 \text{ А}.$$

Намечаем к установке в цепях НН трансформаторов связи трансформаторы тока типа ТЛ-10 2-II-3. Эти трансформаторы имеют 2 вторичные обмотки с номинальным током 5А.

Иван	Александр	Александр	Иван	Александр

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Таблица 31 - ТТ в ячейке ТРДЦН РУ НН

Расчетные данные	ТЛ-102-П-3
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1837,024 \text{ А}$	$I_{ном1} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 79,339 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 148,942 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Размещение приборов показано на рисунке 32:

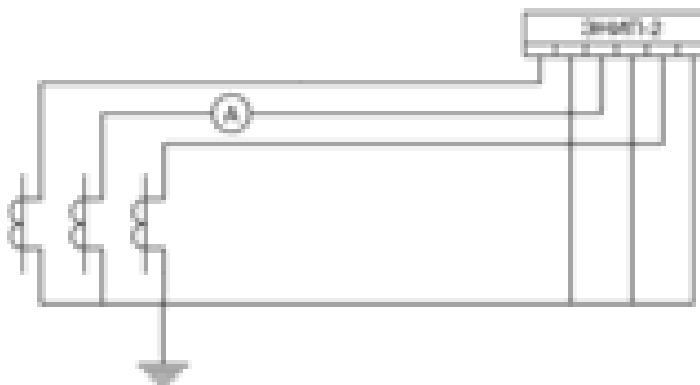


Рисунок 32 – Размещение приборов низшей стороны трансформатора связи

Таблица 32 - ТТ в ячейке ТРДЦН РУ НН

Прибор	Нагрузка фазы, В·А		
	А	В	С
Амперметр Э-335	-	0,5	-
ЭНИП-2	0,1	0,1	0,1
Итого	0,1	0,6	0,1

Наиболее загружены ТТ фаз А.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом.} \quad (151)$$

$Z_{2ном}$ при выбранном классе точности 1 = 1,2 Ом.

$r_k = 0,1 \text{ Ом}$, т.к. устанавливается три прибора;

Для цепей РУ 220 кВ: $L = 85 \text{ м}$, $L_{расч} = L = 85 \text{ м}$;

$$r_{приб} + r_{пр} + r_k = 0,044 + 0,05 + 0,1 = 0,194 \leq 1,2, \quad (152)$$

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,04 - 0,1 = 1,06 \text{ Ом}, \quad (153)$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 85}{1,06} = 2,27 \text{ мм}^2. \quad (154)$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением = 4 мм². Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем на низшей стороне трансформаторов связи.

4.7.3.2 ТТ в цепи секционного выключателя.

Намечаем к установке в цепях секционного выключателя трансформаторы тока типа ТЛ-10 2-П-3 (аналогично п. 3.6.3.1).

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов. Расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 33.

Таблица 33 - ТТ в ячейке секционного выключателя РУ НН

Расчетные данные	ТЛ-102-П-3
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1837,024 \text{ А}$	$I_{\text{ном1}} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 79,339 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 148,942 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке: Измерительный прибор в данном случае амперметр. Его размещение показано на рисунке 33:

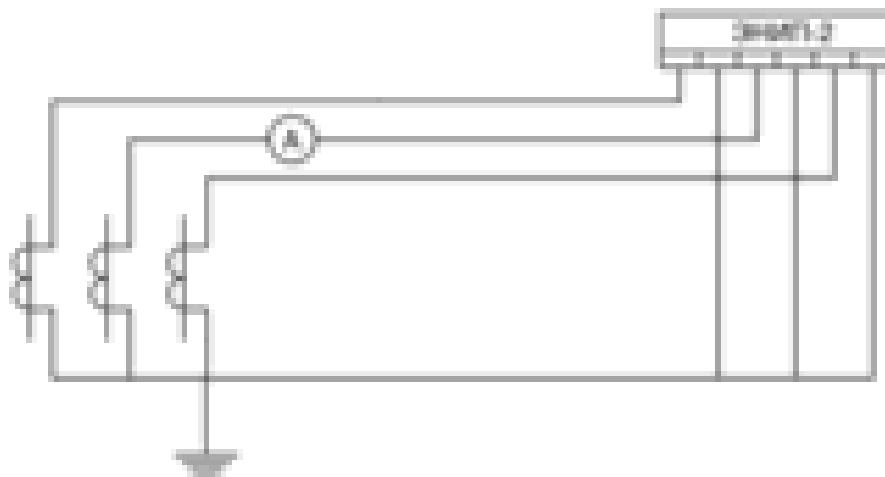


Рисунок 33 – Размещение приборов в ТТ на секционном выключателе

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ (таблица 34):

Таблица 34 - Нагрузка измерительных приборов по фазам

Прибор	Нагрузка фазы, В·А		
	А	В	С
Амперметр Э-335	-	0,5	-
ЭНИП-2	0,1	0,1	0,1
Итого	0,1	0,6	0,1

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом.} \quad (155)$$

$Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 1 = 1,2 Ом.

$r_k = 0,1$ Ом, т.к. устанавливается три прибора;

Для цепей РУ 220 кВ: $L = 85$ м, $L_{\text{расч}} = L = 85$ м;

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k = 0,044 + 0,05 + 0,1 = 0,194 \leq 1,2, \quad (156)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,04 - 0,1 = 1,06 \text{ Ом,} \quad (157)$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 85}{1,06} = 2,27 \text{ мм}^2. \quad (158)$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением = 4 мм².

4.7.3.3 ТТ в цепи потребительских линий (фидерах).

$$I_{\text{НН авар}}^{\text{Л}} = 586,799 \text{ А.}$$

Намечаем к установке в цепях потребительских нагрузок трансформаторы тока типа ТЛ-102-П-3. Эти трансформаторы имеют 2 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 35.

Таблица 35 - ТТ в ячейке потребительских нагрузок РУ НН

Расчетные данные	ТЛ-102-П-3
$U_{\text{уст}} = 10,5$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ
$I_{\text{max}} = 586,799$ А	$I_{\text{ном1}} = 600$ А
$i_y = 79,339$ кА	$i_{\text{дин.}} = 128$ кА
$B_k = 148,942$ кА ² /с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,750$ кА ² ·с

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Схема подключения приборов к трансформатору тока была изображена на рисунке 34.

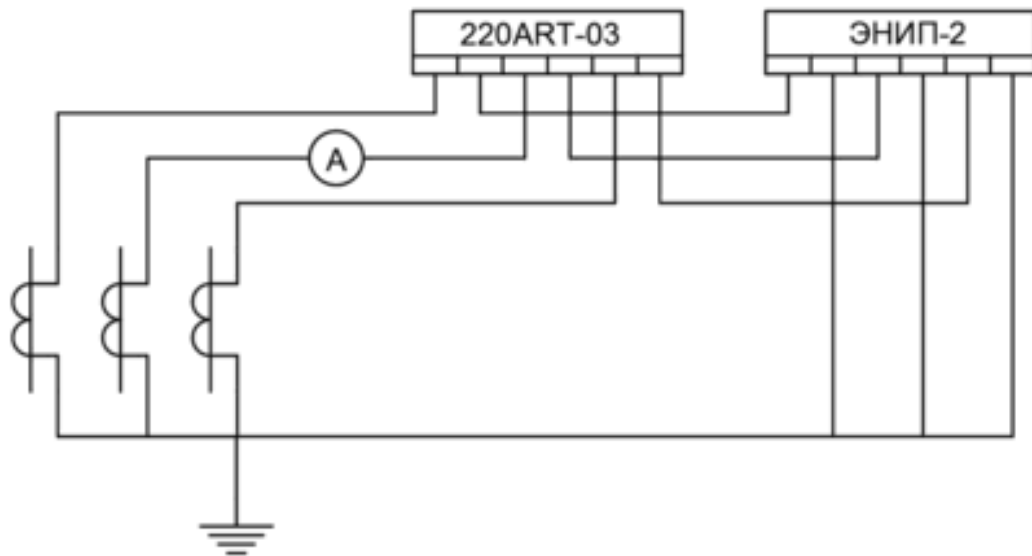


Рисунок 34 – Размещение приборов в ТТ на отходящих линиях

Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 36.

Таблица 36 - Нагрузка измерительных приборов по фазам

Прибор	Нагрузка фазы, В·А		
	А	В	С
Амперметр Э-335	-	0,5	-
ЭНИП-2	0,1	0,1	0,1
220ART-03	0,1	0,1	0,1
Итого	0,2	0,7	0,2

Наиболее загружен ТТ фазы В.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом.} \quad (159)$$

$Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 1 = 1,2 Ом.

$r_k = 0,1$ Ом, т.к. устанавливается три прибора;

Для цепей РУ 220 кВ: $L = 85$ м, $L_{\text{расч}} = L = 85$ м;

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k = 0,044 + 0,05 + 0,1 = 0,194 \leq 1,2, \quad (160)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,04 - 0,1 = 1,06 \text{ Ом,} \quad (161)$$

Итого	0,2	0,7	0,2
-------	-----	-----	-----

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 85}{1,06} = 2,27 \text{ мм}^2. \quad (162)$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами с сечением = 4 мм².

Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем его на отходящих линиях.

4.7.4 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 230/√3 В и дополнительную на 200/3 В или 200В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 50 ВА.

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

4.7.5 Выбор токоведущих частей и изоляторов на напряжении 10,5 кВ.

4.7.5.1 Выбор токоведущих частей от выводов трансформатора до КРУ

Для закрытых распределительных устройств ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Соединение трансформатора с КРУ выполняется шинным мостом из прямоугольных алюминиевых шин. Согласно ПУЭ шинный мост и ошиновка в пределах ЗРУ по экономической плотности тока не проверяются. Выбор шинного моста производим по допустимому току (т.е. по нагреву). Причем шины выполняются на ток наиболее мощного присоединения.

В данном случае это ток утяжеленного режима трансформатора

$$I_{НН авар}^{тр} = 3674,047 \text{ А}. \quad (162)$$

Принимаем шины коробчатого сечения сечением 1370 мм², рисунок 35.

$$I_{доп} = 4640 \text{ А}; \quad (163)$$

- по условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{макс} = 3674,047 \text{ А} < 4640 \text{ А}; \quad (164)$$

- проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (165)$$

где B_k – тепловой импульс, выделяемый током КЗ;

$$B_k = 148,942 \frac{\text{кА}^2}{\text{с}}, \quad (165)$$

C – функция, для алюминия. $C = 91 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{148,942 \cdot 10^2}}{91} = 134,11 \text{мм}^2, \quad (165)$$

$$q_{\text{мин}} = 134,11 \text{мм}^2 < 1370 \text{мм}^2$$

Т.к. условие выполняется, значит шины термически стойки;
- проверка шин на механическую стойкость

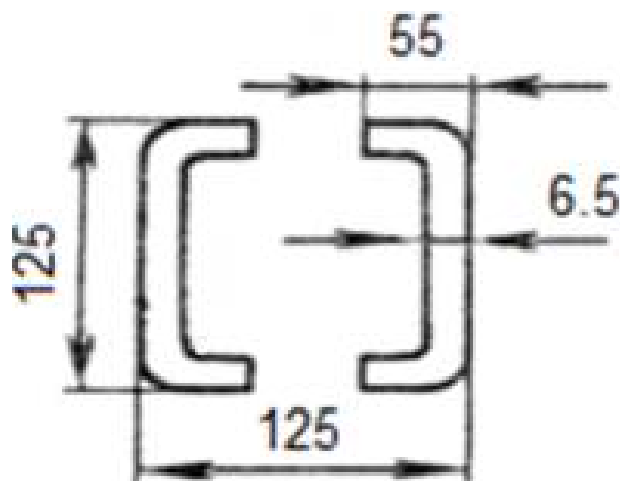


Рисунок 35 Сечение шин

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, на которую воздействуют электродинамические силы. Если собственные частоты колебаний системы шины - изолятор совпадут с частотой изменения электродинамических сил, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственная частота f_0 меньше 30 Гц и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Частота собственных колебаний для алюминиевых жестких шин:

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (165)$$

где l – длина пролета между изоляторами;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, (см^4);

q – поперечное сечение шины, (см^2)

Имя	Фамилия	Инициалы	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

Лист
100

Определяем пролет l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 < \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q'}} \quad (166)$$

Если шины на изоляторах расположены плашмя, то

$$J = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{0,8 \cdot 12,5^3}{10} = 15,62 \text{ см}^4; \quad (167)$$

$$l^2 > \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{15,62}{10}}, \quad (168)$$

$$l^2 > 1,04 \text{ м}. \quad (169)$$

Принимаем пролет 1,1 м; расстояние между фазами $a = 1,5$ м.

4.7.5.2 Выбор сборных шин КРУ

Сборные шины комплектуются в ячейках КРУ на заводе-изготовителе.

4.7.5.3 Выбор изоляторов для наружной установки

Опорные изоляторы, выбираются:

- по номинальному напряжению;
- по допустимой нагрузке;

Выбираем опорные изоляторы И4-80 УХЗ:

параметры изолятора:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ},$$

$$F_{\text{разр}} = 4 \text{ кН}$$

высота изолятора:

$$H_{\text{из}} = 100 \text{ мм}.$$

Проверяем изоляторы на механическую прочность.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 4 = 2,4 \text{ кН}, \quad (169)$$

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{b}{2} = 100 + 0,6 + \frac{8}{2} = 104,6 \text{ мм}, \quad (170)$$

$$k_{\text{п}} = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{104,6}{100} = 1,05, \quad (171)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{28000^2}{0,8} \cdot 0,8 \cdot 1,05 = 136 \text{ Н}, \quad (172)$$

Имя	Фамилия	Инициалы	Подпись	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

$$136 \text{ Н} < 2400 \text{ Н}$$

Т.к. условие $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ выполняется, то данный изолятор проходит по всем условиям.

Значит в качестве опорного изолятора ставим И4-80 УХЗ. Выбираем проходной изолятор ИП-10/3150-12,5УХЛ1:

Параметры изолятора:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ},$$

$$F_{\text{разр}} = 12,5 \text{ кН},$$

$$I_{\text{разр}} = 3,15 \text{ кА}.$$

длина изолятора:

$$H_{\text{из}} = 705 \text{ мм}.$$

Проверяем изоляторы на механическую прочность:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 12,5 = 7,5 \text{ кН}, \quad (173)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{28000^2}{0,8} \cdot 1,8 \cdot 10^{-7} = 136 \text{ Н}, \quad (174)$$

$$136 \text{ Н} < 2400 \text{ Н}$$

Т.к. условие $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ выполняется, то данный изолятор проходит по всем условиям. Значит в качестве проходного изолятора ставим ИП-10/3150-12,5УХЛ1

4.8 Выбор схемы питания собственных нужд.

4.8.1 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:

Номинальная мощность потребителей собственных нужд:

Изм.	Добав.	Изменен.	Год	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{P_{\text{Н}}^2 + Q_{\text{Н}}^2} = \sqrt{185,2^2 + 4,25^2} = 185,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}. \quad (175)$$

Расчетная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{Н}}^2 + Q_{\text{Н}}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{185,2^2 + 4,25^2} = 148,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}. \quad (175)$$

k_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки;

Таблица 37 - Основные нагрузки собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos(φ)	Sin(φ)	Нагрузки	
	Ед., кВт·кол-во	Всего, кВт			P _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение ТРДЦН-100000/220/11	2,5×2	5	0.85	0,53	5	4,25
Подогрев ВГК-220-31	0,8×7	5,6	1	0	5,6	-
Подогрев ячеек КРУ	1×16	16	1	0	16	-
Подогрев приводов разъединителей	0,6×26	15,6	1	0	15,6	-
Отопление, освещение ЗРУ 10,5 кВ	-	7	1	0	7	-
Отопление, освещение ОРУ 220 кВ	-	2	1	0	2	-
Освещение, отопление ОПУ	-	80	1	0	80	-
Подогрев релейного шкафа	1,0×12	12	1	0	12	-
Зарядно-подзарядное устройство ВЗП-380/260-40/80	23×2	46	1	0	46	0
ИТОГО					185,2	4,25

При расчете мощности собственных нужд не учитывалась кратковременная нагрузка. Остальная часть потребителей питаются на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей.

4.8.2 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 устанавливают два трансформатора собственных нужд. Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности:

Итого	13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР			

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

k_n - коэффициент допустимой аварийной перегрузки;

Принимаем к установке два трансформатора типа: ТМ-250/10 с вторичным напряжением 0,4кВ.

Параметры трансформатора сведены в таблицу 38.

Таблица 38 - Параметры трансформатора собственных нужд

S, МВА	$U_{квс}$, %	$U_{квн}$, %	$U_{ксн}$, %	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, кВт	I_x , %	Сх. и группа соедин. обмот.
0,16	-	4,5	-	4,1	0,56	1,7	У/ЗН-11

4.8.3 Выбор схемы собственных нужд

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6-35 кВ (в данном 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

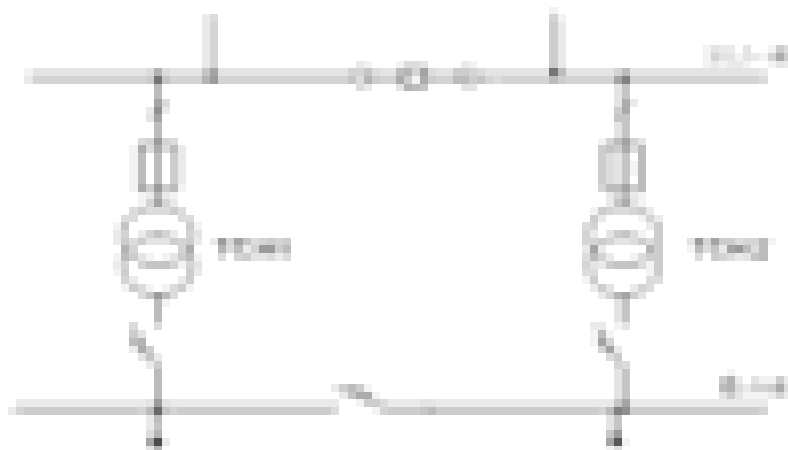


Рисунок 36 – Схема собственных нужд

5 ГРОЗОЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

Для защиты зданий и сооружений от прямого удара молнии (ПУМ) используются стержневые и тросовые молниеотводы. Тросовые молниеотводы применяются, в основном, для защиты протяжённых объектов, например линий электропередач, и в данной работе не рассматриваются. Для защиты зданий разных назначений, а также специальных сооружений, к которым относятся открытые распределительные устройства (ОРУ) электрических станций и подстанций, чаще всего используются стержневые молниеотводы.

Исследования по грозозащите проводятся для ОРУ 220 кВ, выполненного по схеме два блока линия-трансформатор с неактивной перемычкой со стороны линий показанного на рисунке 37, в программе разработанной кафедрой ЭССиС ЮУрГУ, Flashprot.

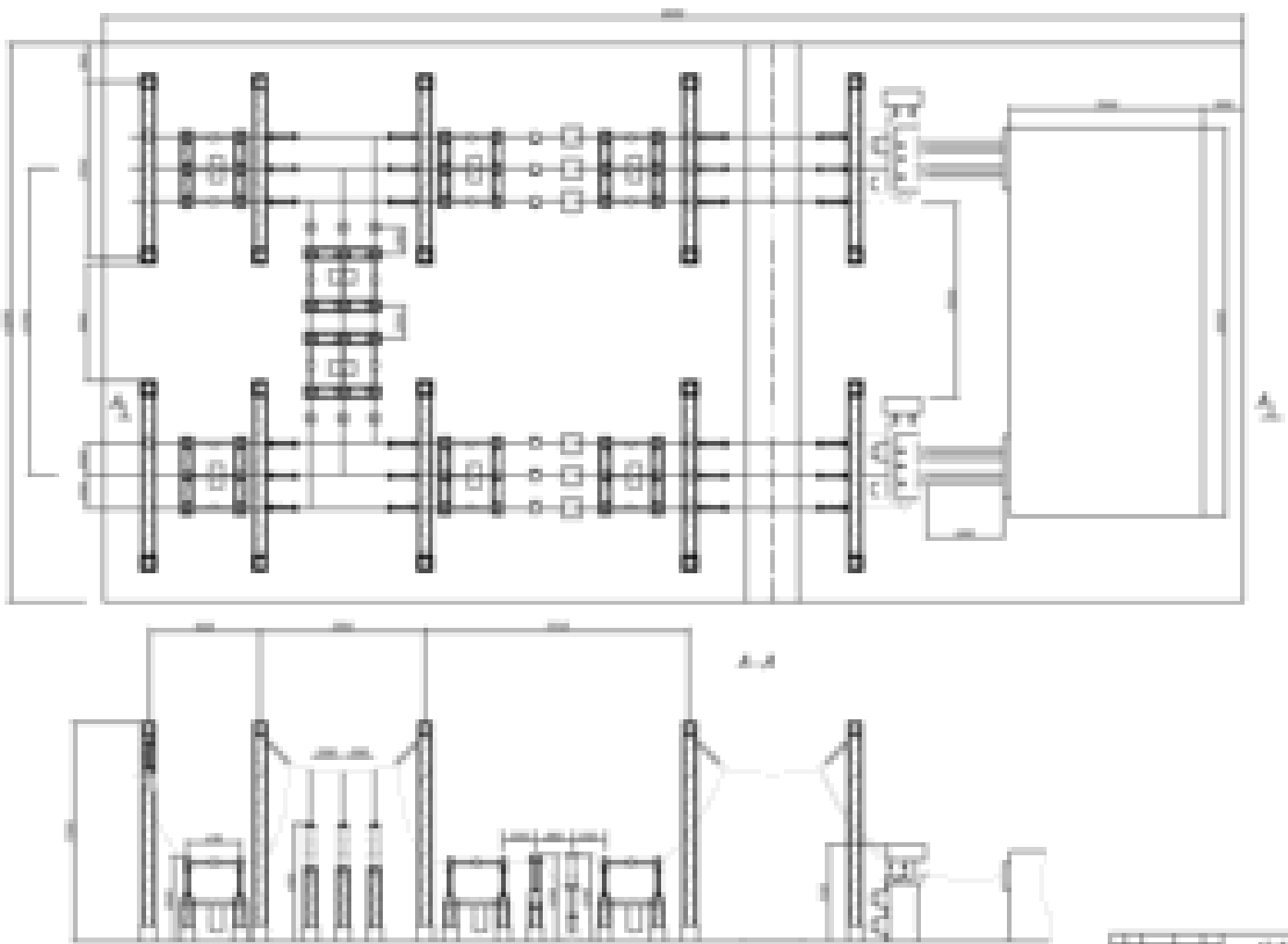


Рисунок 37 – План и разрез подстанции

Программа FlashProt предназначена для автоматизации процесса расчёта защиты различных объектов от прямых ударов молнии с помощью стержневых молниеотводов.

При высоте МО $h=30$ м и надёжности защиты $P_3=0,99$ получена зона защиты, представленная на рисунке 38.

Имя	Адрес	Модель	План	Данные

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР



Рисунок 38 – Расчет зоны защиты в программе FlashProt

Полученные данные, дают возможность сделать вывод, что достаточной мерой для обеспечения гозащиты данной подстанции будет разместить 4 стержневых молниеотвода высотой 30 метров.

При этом два из них необходимо разместить на линейных порталах, а два на осветительных вышках.

Расстояние от заземлителя одиночных молниеотводов до заземлителя трансформатора при этом рассчитывается по формуле:

$$l_3 > 0,2R_{И} \quad (177)$$

где $R_{И}$, Ом – импульсное сопротивление заземлителя отдельно стоящего молниеотвода. Согласно [11] осветительные вышки приравняются к отдельностоящим молниеотводам с сопротивлением не более 50 Ом при импульсном токе 60кА.

$$l_3 > 0,2 \cdot 50 = 10 \text{ м.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была проанализирована исходная схема электрической сети. Проанализированы режимы сети энергосистемы, рассчитаны режимы максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийный режим.

Из намеченных вариантов развития сети, методом экономического сравнения по укрупненным показателям был выбран самый рациональный вариант подключения новых нагрузок.

К исходной сети были подключены новые потребители. Была разработана новая подстанция и выбрано оборудование. Выполнена молниезащита данной подстанции.

В заключении хотелось бы отметить, что проводимый в рамках выпускной квалификационной работы, расчет сети 220 кВ, с последующим подключением к ней горно-обогатительного комбината, имел цель сформировать навыки практической работы в области проектирования электрических сетей и систем.

В результате были сделаны следующие выводы:

Схемы электроснабжения горно-обогатительного комбината следует строить исходя из следующих основных принципов:

— минимизация сетевых звеньев, а так же числа промежуточной трансформации и коммутации, т.е необходимо стремиться максимально приблизить источники высокого напряжения к электроустановкам потребителей;

— отказ от "холодного" резерва. В современных условиях развития электроснабжения нет необходимости в резервных, т.е. неработающих линиях и трансформаторах в условиях нормального режима работы подстанций. Резерв необходимо заложить в схеме электроснабжения на этапе проектирования, т.е. все элементы системы должны нести постоянную нагрузку, а в аварийных ситуациях оставшиеся в работе элементы электроснабжения должны быть способны принять на себя нагрузку временно выбывшего элемента в результате ее перераспределения между оставшимися в работе с учетом их категорийности;

— глубокое секционирование всех звеньев системы электроснабжения, начиная от шин подстанции и кончая сборными шинами вторичного напряжения цеховых подстанций;

— при выборе режима работы элементов системы электроснабжения (линии, трансформаторы, токопроводы) необходимо руководствоваться режимом раздельной работы, который приводит к снижению токов к.з., упрощает коммутацию, релейную защиту и системную автоматику. Режимы работы с параллельным включением элементов систем электроснабжения применяют при очень высоких требованиях к бесперебойности питания, когда АВР не удовлетворяет требованиям быстродействия восстановления питания либо в других обоснованных случаях;

— безопасность, которая должна обеспечиваться рациональным расположением элементов электроснабжения, ясностью и простотой схемы, чтобы персонал даже средней квалификации мог успешно выполнять все необходимые операции.

Имя	Фамилия	Инициалы	Год	Дата

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

— надежность, обеспечивающая как эффективную долговременную эксплуатацию, так и работу с наименьшим числом отказов (тяжелые и долговременные аварии);

— гибкость электроснабжения, т.е. оно должно быть рассчитано на "рост" в случае необходимости расширения предприятия и должно допускать легкое приспособление к изменению технологических процессов.

Основными, наиболее надежными и экономичными источниками питания электроэнергией горно-обогатительных предприятий являются электрические сети районных энергосистем.

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящей из подстанций, распределительных устройств, электростанций, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Электрические сети на горно-обогатительных предприятиях следует выполнять таким образом, чтобы все элементы сети постоянно находились под нагрузкой и чтобы при аварии одного элемента оставшиеся в работе могли принять его нагрузку, т.е. должно произойти перераспределение ее с учетом допустимой перегрузки. Специально резервных (нормально не работающих) линий и трансформаторов предусматривать не следует. Должна быть раздельная работа линий и трансформаторов с использованием перегрузочной способности элементов в послеаварийных режимах.

Элементы сети выбирают по нагреву в нормальном и послеаварийных режимах, экономической плотности тока, термической и электродинамической стойкости при к.з., механической прочности, а также по условиям короны при напряжении 35 кВ и выше. Наряду с кабельными прокладками на крупных горно-обогатительных предприятиях применяют голые токопроводы (жесткие и гибкие), имеющие ряд преимуществ перед кабельными прокладками: экономию дефицитных кабелей; повышенную надежность благодаря отсутствию кабельных муфт; быстрое обнаружение и ликвидацию повреждений; индустриализацию электромагнитных работ.

К недостаткам токопроводов следует отнести значительное реактивное сопротивление, снижающее уровень напряжения у потребителей; дополнительные потери в крепящих и строительных конструкциях; высокую стоимость строительной части.

Изм.	Исполн.	Проверен.	Дата	Деталь

13.03.02.2018.13.217ПЗ ВКР

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Электрическая часть электростанций и подстанций (справочные материалы) / Под ред. Б.Н. Неклепаева - М.: Энергоатомиздат, 1989
- 2 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.- 3-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 1987
- 3 Гайсаров Р. В., Лисовская И. Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. - Челябинск: ЮУрГУ, 2002
- 4 Сенигов П.Н. Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях: Учебное пособие к курсовой работе. - Челябинск: ЧПИ, 1986
- 5 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
- 6 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т./ Под общ. ред. А.А. Федорова.- М.: Энергоатомиздат, 1986
- 7 Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750 кВ. М.: Энергия, 1977
- 8 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. Д. Л. Файбисовича. - М.: Энас, 2009
- 9 Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для ВУЗов / Под ред. А.А. Васильева. - М.: Энергоатомиздат, 1990
- 10 Красник В.В. Термины и определения в электроэнергетике. Справочник / ЗАО "Энергосервис" 2005-11-18
- 11 Э.М.Базелян РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
- 12 Ведешников Н.А. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели: Справочник. М.: Информэлектро, 2001. – Том 1.
- 13 Декопов Б.И., Загриновский Р.И., Куперберг А.Д. Проектирование электроснабжения объектов горно-обогатительных предприятий. — Москва: Недра, 1989.
- 14 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
- 15 Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петров. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985.
- 16 Распределительные устройства и подстанции /Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е издание. – М.: Информэлектро, 2002.
- 17 Распределительные устройства и подстанции Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание. М.: Информэлектро, 2002. – Вып. 6.
- 18 Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В.: Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для среднего

- профессионального образования. – М.: Издательский центр “Академия”, 2004. – 448с.
- 19 Сагирова И.С., Давыдова Т.Н. Аппараты высокого напряжения. Том 2. Разъединители и заземлители. Часть 1. Разъединители внутренней установки: Справочник. М.: Информэлектро, 2000.
 - 20 Сагирова И.С., Давыдова Т.Н. Аппараты высокого напряжения. Том 2. Разъединители и заземлители. Часть 2. Разъединители и заземлители наружной установки: Справочник. М.: Информэлектро, 2000.
 - 21 Справочник по проектированию подстанций 35...500 кВ /Под ред. С.С. Рокотяна и Я.С. Самойлова. – М.: Энергоатомиздат, 1982.
 - 22 Стандарт предприятия. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к оформлению. СТП ЮУрГУ 04-2001. – Челябинск, Издательство ЮУрГУ, 2001.
 - 23 Чунихин А.А. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели: Справочник. М.: Информэлектро, 1996. – Том 2.
 - 24 Чунихин А.А., Галтеева Е.Ф. Аппараты высокого напряжения. Том 1. Трансформаторы тока и напряжения, измерительные устройства на их основе: Справочник. М.: Информэлектро, 1999.
 - 25 Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А.Васильев, И.П.Крючков, Е.Ф.Неяшкова, М.Н.Околович; Под ред. А.А.Васильева. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576с.
 - 26 Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. / Под ред. С.В.Усова. Л.: Энергоатомиздат, 1987. 616 с.
 - 27 Электротехнический справочник. – 7-е изд., испр. Под ред. профессоров МЭИ. М.: Энергоатомиздат, 1986 1988. – Т.2 и Т.3, кн.1.

Имя	Фамилия	Инициалы	Год	Лист