

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

**«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)**

**Политехнический институт
Факультет Энергетический**

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, должность

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

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

Развитие сетевого района 220/110 кВ с расчетом грозоупорности новых ЛЭП

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 13–271–1476. ВКР

(код направления, год, номер студенческого)

Консультант, должность

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Руководитель, должность

_____/ Ю.В. Коровин /_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Консультант, должность

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П – 471

_____/ Е.С.Шахматов /_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Консультант, должность

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, должность

_____/ Ю.В. Коровин /_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2017

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					1

АННОТАЦИЯ

Шахматов Е.С. «Развитие сетевого района 220/110 кВ с расчетом грозоупорности новых ЛЭП». Челябинск: ЮУрГУ, П-471, 133 с, 17 илл., 43 табл., библиография литературы – 11 наименований.

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью проверки качества полученных знаний и умений, практического опыта, сформированности общих и профессиональных компетенций.

Во введении указана актуальность выбранной темы, обозначены объект, предмет исследования, а также задачи. В основной части работы проведены расчеты режимов сетей района 220/110 кВ и спроектирована новая подстанция 110/10 кВ.

Рассмотрено 10 вариантов развития сети с подключением подстанции. На основании анализа полученных результатов выбран самый оптимальный. Для этого варианта выполнен проект подключаемой подстанции.

Сделан выбор трансформаторов на подстанции, сечение проводов воздушных ЛЭП, коммутационной аппаратуры, токоведущих частей, измерительных трансформаторов, средств измерения и сигнализации. Произведен расчет грозоупорности новых ЛЭП, а также выполнена молниезащита новой подстанции.

Использованы следующие программные средства: Microsoft Office, Visio, Toko, Rustrwin, Mathcad.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					2

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	11
1 БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ	12
1.1 Баланс активных мощностей	12
1.2 Баланс реактивных мощностей	13
2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ	15
2.1 Расчет параметров схемы замещения линий	15
2.2 Анализ работы и расчет параметров схемы замещения трансформаторов	19
3 ВЫБОР $U_{НОМ}$ И СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ.....	23
3.1 Выбор $U_{НОМ}$ для проектирования сети.....	23
3.2 Выбор сечения проводов	24
4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ СЕТИ	26
5 СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	36
6 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	40
6.1 Расчет максимального режима работы сети	40
6.2 Расчет минимального режима работы сети.....	42
6.3 Расчет послеаварийного режима работы сети	43
7 ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ.....	51
8 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ.....	56
8.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощности.....	56
8.2 Выбор силовых трансформаторов.....	57
8.3 Выбор и проверка линий электропередач	59
9 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ.....	61
9.1 Выбор схем распределительных устройств	61
9.1.1 Распределительное устройство высокого напряжения.....	61

					<i>13.03.02.2017.271.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		3

9.1.2	Распределительное устройство низкого напряжения	63
9.2	Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах	64
9.3	Выбор расчетной точки КЗ	66
9.4	Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерения на стороне высокого напряжения	69
9.4.1	Выбор выключателей и разъединителей ВН.....	69
9.4.2	Выбор трансформаторов тока на ВН.....	72
9.4.3	ТН в цепях распределительного устройства ВН 110 кВ	81
9.4.4	Выбор сборных шин, ошиновки и изоляторов	82
9.5	Выбор вспомогательного оборудования на стороне НН 10,5 кВ	83
9.5.1	Комплектное распределительное устройство.....	84
9.5.2	Выключатели РУ НН 10,5 кВ	85
9.5.3	Трансформаторы тока на РУ НН 10,5 кВ	87
9.5.4	Выбор ТН в цепях РУ НН 10,5 кВ	92
9.5.5	Выбор токоведущих частей и изоляции на РУ НН	93
9.6	Выбор схемы питания собственных нужд	99
9.6.1	Определение мощности потребителей собственных нужд	99
9.6.2	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	101
9.6.3	Выбор схемы собственных нужд	101
9.7	Выбор аккумуляторной батареи.....	102
9.8	Управление и сигнализация на подстанции.....	107
10	ГРОЗОЗАЩИТА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	109
10.1	Расстановка молниеотводов.....	109
10.2	Выбор ограничителей перенапряжения.....	110
11	РАСЧЕТ ГРОЗОУПОРНОСТИ НОВЫХ ЛЭП	114
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	119

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

ПРИЛОЖЕНИЕ А	120
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ В	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	126
ПРИЛОЖЕНИЕ З.....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ И	128
ПРИЛОЖЕНИЕ К	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	130
ПРИЛОЖЕНИЕ М	131
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	132
ПРИЛОЖЕНИЕ О	133

					<i>13.03.02.2017.271.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на снижение нагрузок в связи с мировым финансовым кризисом уже в ближайшее время ожидается продолжение роста энергопотребления, обусловленного увеличением нагрузок и появлением новых потребителей, поэтому возникает необходимость соответствующего развития электрических сетей 110-500 кВ.

Развитие сетевого района 220/110 кВ должно производиться исходя из того факта, что растут нагрузки потребителей и с течением времени подключаются новые потребители, т.е таким образом, чтобы обеспечивалась его устойчивость и работоспособность во всех режимах. Необходимо чтобы параметры ветвей не превышали допустимых значений, а параметры узлов лежали в области допустимых значений, обеспечивающих нормальную работу изоляции и экономичную работу потребителей.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается перспектива развития сетевого района 220/110 кВ.

Объект исследования: Сетевой район 110/220 кВ.

В выпускной квалификационной работе требуется:

1. Проанализировать варианты развития сетевого района.
2. Выбрать наиболее подходящий вариант по определенным критериям.
3. Разработать п/ст 110/10 кВ.
4. Произвести расчет грозоупорности новых ЛЭП.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					6

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Исходными данными является участок электрической сети района с указанием марок проводов установленных на линиях между подстанциями, мощностями трансформаторов, а также с указанием длин линий, нагрузок потребителей и мощностей электростанций. Все исходные данные были занесены в программу RUSTR.win и на их основе получен максимальный режим исходной сети.

В Приложении А представлен максимальный режим исходной электрической сети района.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					7

1 БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

1.1 Баланс активной мощности

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, т.е. по активным мощностям при неизменной частоте записывается как [2]:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} \quad (1.1.1)$$

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

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

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_{\text{н}}$, собственных нужд электрических станций $\sum P_{\text{сн}}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_{\text{л}}$ и трансформаторах $\sum \Delta P_{\text{т}}$ [2]:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{н}} + \sum P_{\text{сн}} + \sum \Delta P_{\text{л}} + \sum \Delta P_{\text{т}} \quad (1.1.2)$$

Суммарные потери активной мощности в линиях примем 2...3 %, в трансформаторах – 1.2...1.5 % от мощности нагрузок, расход активной мощности на с.н. примем 10 % от установленной мощности генераторов электростанции.

Используя формулу (1.1.2) определим потребляемую мощность:

$$\sum P_{\Pi} = 616 + 24 + 18.48 + 9.24 = 667.72 \text{ (МВт)}.$$

Суммарная генерируемая активная мощность электростанций составляет:

$$\sum P_{\Gamma} = 240 + 75 + 138 = 453 \text{ (МВт)}.$$

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				8

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой либо потребляемой балансирующим узлом [2]:

$$P_c = \sum P_r - \sum P_n \quad (1.1.3)$$

$$P_c = 453 - 667.72 = -214.72 \text{ (МВт)}.$$

1.2 Баланс реактивной мощности

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство [2]:

$$\sum Q_r + \sum Q_z \pm Q_{ку} \pm Q_c = \sum Q_n \quad (1.2.1)$$

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

$\sum Q_z$ – мощность, генерируемая линиями;

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

Q_c – величина обменной реактивной мощности, определяется заданным договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\text{tg}\varphi_c$.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_n$, собственных нужд электрических станций $\sum Q_{сн}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta Q_l$, и трансформаторах $\sum \Delta Q_t$ [2]:

$$\sum Q_n = \sum Q_n + \sum Q_{сн} + \sum \Delta Q_l + \sum \Delta Q_t \quad (1.2.2)$$

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 1...2 % при 35 кВ, 4...6 % при 110 кВ, 10...15 % при 220 кВ от модуля полной передаваемой мощности по линии. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют 5...9 % от полной мощности проходящей через трансформатор.

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					9

Используя формулу (1.2.2) найдем величину потребляемой реактивной мощности:

$$\sum Q_{\pi} = 359 + 17 + 54.464 + 44.37 = 474.83 \text{ (МВАр)}.$$

Величину реактивной мощности Q_{Γ} , поступающую от электростанции, определяют по коэффициенту мощности генераторов, который принимается не ниже номинального. Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями Q_{Σ} , приблизительно можно брать: для одноцепных линий 110 кВ – 30 кВар/км, для 220 кВ – 120 кВар/км.

Для определения величины реактивной мощности воспользуемся формулой [2]:

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\text{ген}} + \sum Q_{\Sigma} \quad (1.2.3)$$

$$\sum Q_{\Gamma} = 170 + 50 + 240 + 23.182 = 483.182 \text{ (МВАр)}.$$

Итогом расчета баланса реактивной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой либо потребляемой балансирующим узлом:

$$Q_c = \sum Q_{\Gamma} - \sum Q_{\pi} \quad (1.2.4)$$

$$Q_c = 483.182 - 474.83 = 8.352 \text{ (МВАр)}.$$

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				10

2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ СЕТИ

2.1 Расчет параметров схемы замещения линий

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) напряжением 110 кВ и выше длиной до 300 км обычно представляют П-образной схемой замещения (см. рисунок 1) с сосредоточенными параметрами: $r_{\text{л}}$ – активное сопротивление, учитывает потери активной мощности на нагрев провода; $x_{\text{л}}$ – индуктивное сопротивление, определяет магнитное поле, возникающее вокруг и внутри провода; $g_{\text{л}}$ – активная проводимость, учитывает затраты активной мощности на ионизацию воздуха (потери мощности на корону) и токи утечки через изоляторы, которыми для ВЛ можно пренебречь; $b_{\text{л}}$ – емкостная проводимость, обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод-земля [1].

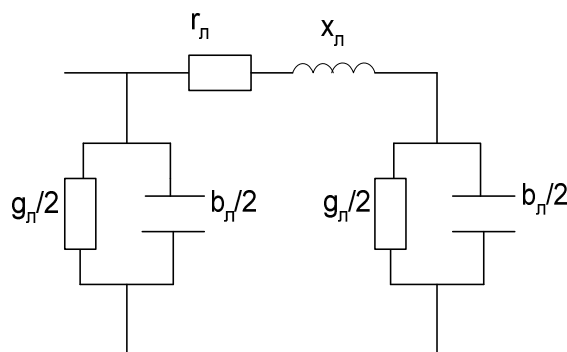


Рисунок 1 – П-образная схема замещения линии электропередачи

Расчет параметров схемы замещения начинают с определения их значений для 1 км длины линии.

Погонные параметры для линий выписываются из справочника Файбисовича:

- Активное сопротивление: $r_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$
- Индуктивное сопротивление: $x_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$

- Емкостная проводимость: $b_0 \frac{\text{См}}{\text{км}}$

Для расчета параметров схемы замещения воспользуемся формулами:

$$r_{\text{Л}} = \frac{r_0 \cdot l}{n} \quad (2.1.1)$$

$$r_{\text{Л}} = \frac{0.073 \cdot 13.8}{2} = 0.504 \text{ (Ом)}.$$

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_0 \cdot l}{n} \quad (2.1.2)$$

$$x_{\text{Л}} = \frac{0.42 \cdot 13.8}{2} = 2.898 \text{ (Ом)}.$$

$$b_{\text{Л}} = b_0 \cdot l \cdot n \quad (2.1.3)$$

$$b_{\text{Л}} = 2.707 \cdot 10^{-6} \cdot 13.8 \cdot 2 = 74.713 \cdot 10^{-6} \text{ (См)}.$$

где l – длина линии, км;

n – число цепей.

В таком случае схема замещения принимает вид (см. рисунок 2):

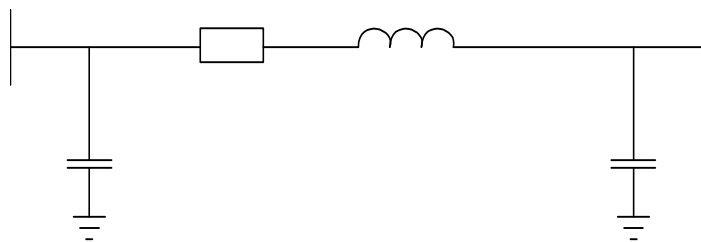


Рисунок 2 – Схема замещения линии

Для составления упрощенной схемы замещения линии необходимо заменить емкостную проводимость на зарядную мощность:

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

$$Q_3 = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_L \quad (2.1.4)$$

$$Q_3 = 220^2 \cdot 74.713 \cdot 10^{-6} = 3.616 \text{ (МВАр)}.$$

Тогда схема замещения принимает вид (см. рисунок 3):

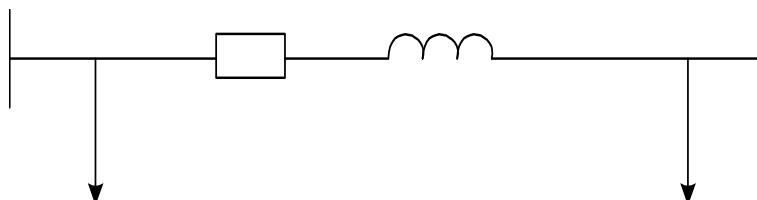


Рисунок 3 – Упрощенная схема замещения линии

Исходные данные и погонные параметры линий приведены в таблице 1.

Таблица 1–Исходные данные и погонные параметры линий

№ линии	Исходные данные				Погонные параметры		
	U _{НОМ} , кВ	Марка провода	Кол-во цепей	Длина, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ , 10 ⁻⁶ См/км
1	220	АС-400/51	2	13.8	0.073	0.42	2.707
3	220	АС-400/51	2	4	0.073	0.42	2.707
6	110	АС-2×400/51	2	0.6	0.0365	0.323	3.46
7	110	АС-400/51	2	12.8	0.073	0.42	2.707
9	110	АС-185/29	2	10.9	0.159	0.413	2.747
10	110	АС-150/24	1	70.23	0.204	0.420	2.707
11	110	АС-300/39	3	9.5	0.096	0.429	2.645
12	110	АС-185/29	2	18.6	0.159	0.413	2.747
13	110	АС-150/24	1	70.23	0.204	0.420	2.707
14	110	АС-185/29	1	43.2	0.159	0.413	2.747
15	110	АС-185/29	1	30.4	0.159	0.413	2.747

Продолжение таблицы 1

16	110	АС-185/29	1	3.5	0.159	0.413	2.747
17	110	АС-150/24	1	39.5	0.204	0.420	2.707
18	110	АС-185/29	1	23.5	0.159	0.413	2.747
19	110	АС-185/29	1	37.5	0.159	0.413	2.747
20	110	АС-185/29	3	9.4	0.159	0.413	2.747

Таблица 2–Расчетные параметры линий электропередач

№ линии	Расчётные параметры			
	г, Ом	х, Ом	В, 10 ⁻⁶ См	Q ₃ , МВАр
1	0.5	2.9	74.7	3.616
3	0.15	0.84	21.6	3.615
6	0.01	0.1	4.2	0.051
7	0.47	2.69	69.1	0.836
9	0.87	2.25	59.9	0.725
10	14.32	29.49	190.1	2.3
11	0.3	1.35	75.4	0.912
12	1.48	3.84	102.2	1.237
13	14.32	29.49	190.1	2.3
14	6.86	17.84	118.7	1.436
15	4.83	12.55	83.5	1.01
16	0.55	1.44	9.6	0.116
17	8.06	16.59	106.9	1.293
18	3.74	9.7	64.6	0.782
19	5.96	15.48	103	1.246
20	0.49	1.29	77.5	0.938

2.2 Анализ работы и расчет параметров схемы замещения трансформаторов

Определим потоки мощностей протекающих через автотрансформаторы заданные из исходных данных:

Через автотрансформаторы АТДЦТН 250000/220/110 установленные на подстанции 2 протекает поток мощности равный 93.086 МВА. Однако сами автотрансформаторы рассчитаны на мощность 500000 МВА, следовательно замена автотрансформаторов на более мощные не требуется.

Схема замещения автотрансформатора представлена на рисунке 4 [1]:

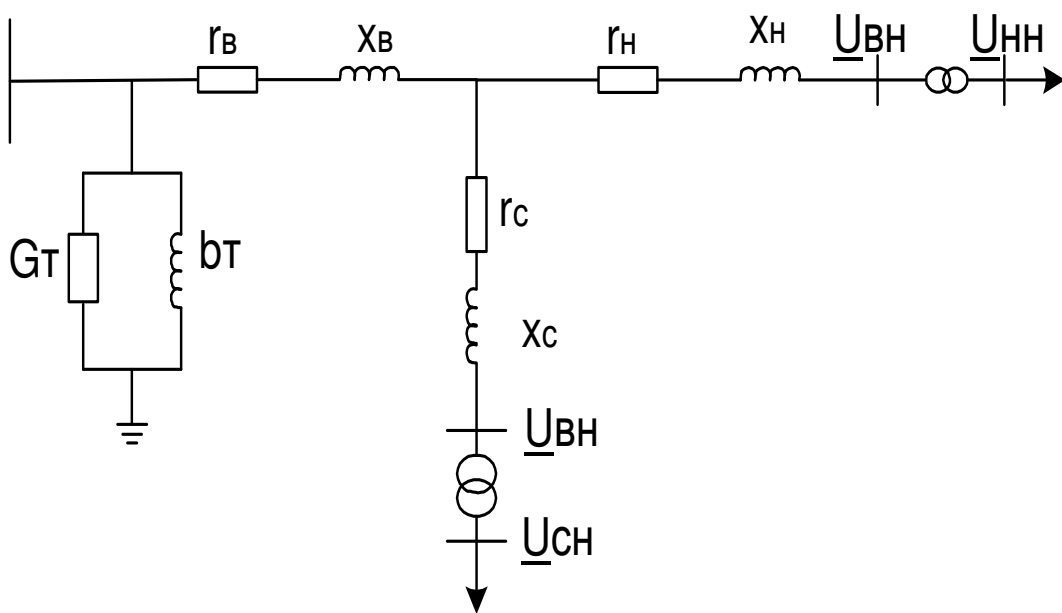


Рисунок 4- Схема замещения трансформатора

Параметры G_T и b_T заменяем потерями холостого хода трансформатора. Т.к на подстанции установлено два автотрансформатора, то найдем их параметры по следующим формулам [2]:

$$r_{2T} = \frac{r_{BH} + r_{CH}}{2} \quad (2.2.1)$$

$$r_{2T} = \frac{0.2 + 0.2}{2} = 0.2 \text{ (Ом)}.$$

$$X_{2T} = \frac{X_{BH} + X_{CH}}{2} \quad (2.2.2)$$

$$X_{2T} = \frac{25.5 + 0}{2} = 12.75 \text{ (Ом)}.$$

$$\Delta P_{2TXX} = 2 \cdot \Delta P_{XX} \quad (2.2.3)$$

$$\Delta P_{2TXX} = 2 \cdot 145 = 290 \text{ (кВт)}.$$

$$\Delta Q_{2TXX} = 2 \cdot \Delta Q_{XX} \quad (2.2.4)$$

$$\Delta Q_{2TXX} = 2 \cdot 1250 = 2500 \text{ (квар)}.$$

В таблице 3 представлены параметры автотрансформаторов установленных на подстанции 2.

Таблица 3– Параметры автотрансформаторов АДЦТН–250000/220/110

ΔP_{XX} кВт	ΔQ_{XX} квар	r, Ом	x, Ом
290	2500	0.2	12.75

Через автотрансформаторы АДЦТН 200000/220/110 установленные на подстанции 5 протекает поток мощности равный 92.900 МВА. Однако сами автотрансформаторы рассчитаны на мощность 400000 МВА, следовательно замена автотрансформаторов на более мощные не требуется.

В таблице 4 представлены параметры автотрансформаторов установленных на подстанции 5.

Таблица 4– Параметры автотрансформаторов АДЦТН–200000/220/110

ΔP_{XX} кВт	ΔQ_{XX} квар	r, Ом	x, Ом
250	2000	0.3	15.2

Через автотрансформаторы АТДЦТН 250000/220/110 установленные на подстанции 6 протекает поток мощности равный 108.558 МВА. Однако сами автотрансформаторы рассчитаны на мощность 500000 МВА, следовательно замена автотрансформаторов на более мощные не требуется.

В таблице 5 представлены параметры автотрансформаторов установленных на подстанции 6.

Таблица 5– Параметры автотрансформаторов АТДЦТН–250000/220/110

ΔP_{xx} кВт	ΔQ_{xx} квар	r , Ом	x , Ом
290	2500	0.2	12.75

Через автотрансформаторы АТДЦТН 250000/220/110 установленные на подстанции 1 протекает поток мощности равный 102.478 МВА. Однако сами автотрансформаторы рассчитаны на мощность 500000 МВА, следовательно замена автотрансформаторов на более мощные не требуется.

В таблице 6 представлены параметры автотрансформаторов установленных на подстанции 1.

Таблица 6– Параметры автотрансформаторов АТДЦТН–250000/220/110

ΔP_{xx} кВт	ΔQ_{xx} квар	r , Ом	x , Ом
290	2500	0.2	12.75

Через автотрансформаторы АТДЦТН 125000/220/110 установленные на подстанции 15 протекает поток мощности равный 90.056 МВА. Однако сами автотрансформаторы рассчитаны на мощность 250000 МВА, следовательно замена автотрансформаторов на более мощные не требуется.

В таблице 7 представлены параметры автотрансформаторов установленных на подстанции 15. В ней представлены потери холостого хода для заданных трансформаторов, а также активное и реактивное сопротивление обмоток.

Таблица 7– Параметры автотрансформаторов АТДЦТН–125000/220/110

ΔP_{xx} кВат	ΔQ_{xx} квар	r, Ом	x, Ом
108	1250	0.52	24.5

3 ВЫБОР $U_{\text{НОМ}}$ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СЕТИ, ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ

3.1 Выбор $U_{\text{НОМ}}$ для проектирования сети

Примем, что потребители относятся ко второй категории. В соответствии с ПУЭ ко второй категории надежности электроснабжения потребителей относят те электроприемники, перерыв в работе которых может привести к значительному снижению отпуска производимых потребителем товаров, имеющим место в связи с этим незанотостью персонала, простоем производственного оборудования или может сказаться на нормальной жизнедеятельности большого количества граждан.

Произведем выбор $U_{\text{НОМ}}$ используя формулу Илларионова [3]:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (3.1.1)$$

где $U_{\text{ЭК}}$ – наивыгоднейшее напряжение, кВ;

L – длина линии, км;

P – передаваемая мощность на одну цепь, МВт.

Определим наивыгоднейшее напряжение для подключаемого потребителя:

$$U_{\text{ЭК}'} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{70} + \frac{2500}{30}}} = 105.131 \text{ (кВ)};$$

$$U_{\text{ЭК}''} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{30}}} = 103.51 \text{ (кВ)}.$$

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Исходя из расчетов для потребителя на п/ст 19 наивыгоднейшее напряжение 110 кВ.

3.2 Выбор сечения проводов

Выбор экономических сечений проводов является одной из важнейших задач проектирования и сооружения электрических сетей, т.к. связан со значительными расходами проводниковых материалов, потерями мощности и электроэнергии в системах, капиталовложениями.

Для определения сечения проектируемой линии электропередачи используем формулу [1]:

$$F = \frac{I_p}{j_k} \quad (3.2.1)$$

$$F = \frac{189.245}{1} = 189.245 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

где j_k – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²;

I_p – расчетный ток линии при ее эксплуатации, А.

Расчетный ток протекающий по линии при ее эксплуатации находится как [1]:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (3.2.2)$$

$$I_p = \frac{36056}{\sqrt{3} \cdot 110} = 189.245 \text{ (А)}.$$

Данные о выбранном сечении и марке проводов для потребителя представлены в таблице 11. Марка проводов выбрана в соответствии экономической плотностью тока значение которой принимается из ПУЭ. Одна в дальнейшем может быть необходима замена провода на провод с

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					20

большим длительно допустимым током, т.к возможна перегрузка линии в послеаварийном режиме.

Таблица 8–Марка и сечение проводов

п/ст	I_p А	F мм^2	Марка и сечение провода	Количество цепей
19	189.245	189.245	АС 95/16	2

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				21

4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ СЕТИ

Вариант 1 представлен в ПРИЛОЖЕНИИ Б.

Достоинства:

- Обеспечено номинальное напряжение с допустимым отклонением на подключаемой подстанции.
- Подстанции 11, 12, 14 и подстанции 11, 12, 13, 14 становятся закольцованными, и следовательно повышается надежность электроснабжения.
- Выдача в сеть реактивной мощности $Q= 4.6$ МВАр.
- На всех подстанциях с учетом допущенных отклонений обеспечены номинальные напряжения.
- Узлы 10 и 12 разгружаются по напряжению.
- Возможность дальнейшего развития сети.

Недостатки:

- Дороговизна, т.к требуется постройка двух двухцепных ЛЭП.

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				22

Вариант 2 представлен в ПРИЛОЖЕНИИ В.

Достоинства:

- Дешевизна т.к. требуется постройка только двухцепной линии к подстанции 19.

Недостатки:

- Невозможно обеспечить напряжение с допустимым отклонением на подстанции 19.
- Потребление реактивной мощности из сети $Q = 38.2$ МВАр.
- Развитие сети в дальнейшем невозможно.
- Низкая надежность электроснабжения подстанции 19.
- Данный вариант не предусматривает новых закольцованных сетей.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					23

Вариант 3 представлен в ПРИЛОЖЕНИИ Г.

Достоинства:

- Дешевизна т.к. требуется постройка только двухцепной линии к подстанции 19.
- Обеспечение напряжения с допустимыми отклонениями во всех узлах сети.
- Обеспечение напряжения с допустимым отклонением на подстанции 19.
- Узлы 10 и 12 разгружаются по напряжению.
- Возможность дальнейшего развития сети.
- Выдача в сеть реактивной мощности $Q = 2.6$ МВАр.

Недостатки:

- Данный вариант не предусматривает новых закольцованных сетей.
- Низкая надежность электроснабжения подстанции 19.

					<i>13.03.02.2017.271.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

Вариант 4 представлен в ПРИЛОЖЕНИИ Д.

Достоинства:

- Дешевизна т.к. требуется постройка только двухцепной линии к подстанции 19.

Недостатки:

- Невозможно обеспечить напряжение с допустимым отклонением на подстанции 19.

- Потребление реактивной мощности из сети $Q = 22.5$ МВАр.

- Невозможность дальнейшего развития сети.

- Данный вариант не предусматривает новых закольцованных сетей.

- Низкая надежность электроснабжения подстанции 19.

					<i>13.03.02.2017.271.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

Вариант 5 представлен в ПРИЛОЖЕНИИ Е.

Достоинства:

- Дешевизна т.к. требуется постройка только двухцепной линии к подстанции 19.
- Обеспечение напряжения с допустимыми отклонениями во всех узлах сети.
- Обеспечение напряжения с допустимым отклонением на подстанции 19.
- Узлы 10 и 12 разгружаются по напряжению.
- Возможность дальнейшего развития сети.

Недостатки:

- Потребление реактивной мощности из сети $Q = 1.1$ МВАр.
- Данный вариант не предусматривает новых закольцованных сетей.
- Низкая надежность электроснабжения подстанции 19.

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				26

Вариант 6 представлен в ПРИЛОЖЕНИИ Ж.

Достоинства:

- Дешевизна т.к. требуется постройка только двухцепной линии к подстанции 19.

Недостатки:

- Потребление реактивной мощности из сети $Q = 1.6$ МВАр.
- Невозможность дальнейшего развития сети.
- Данный вариант не предусматривает новых закольцованных сетей.
- Низкая надежность электроснабжения подстанции 19.
- Невозможно обеспечить напряжение с допустимым отклонением на подстанции 19.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					27

Вариант 7 представлен в ПРИЛОЖЕНИИ 3.

Достоинства:

- Дешевизна т.к. требуется постройка только двухцепной линии к подстанции 19.

Недостатки:

- Потребление реактивной мощности из сети $Q=23.6$ МВАр.
- Данный вариант не предусматривает новых закольцованных сетей.
- Невозможно обеспечить напряжение с допустимым отклонением на подстанции 19.
- Невозможность дальнейшего развития сети.
- Низкая надежность электроснабжения подстанции 19.

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ		Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			28

Вариант 8 представлен в ПРИЛОЖЕНИИ И.

Достоинства:

- Обеспечено номинальное напряжение с допустимым отклонением на подключаемой подстанции.
- Подстанции 12, 10, 9 становятся закольцованными, и следовательно повышается надежность электроснабжения.
- Выдача в сеть реактивной мощности $Q = 1.7$ МВАр.
- На всех подстанциях с учетом допущенных отклонений обеспечены номинальные напряжения.
- Узлы 10 и 12 разгружаются по напряжению.
- Возможность дальнейшего развития сети.

Недостатки:

- Дороговизна, т.к требуется постройка двух двухцепных ЛЭП.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					29

Вариант 9 представлен в ПРИЛОЖЕНИИ К.

Достоинства:

- Обеспечено номинальное напряжение с допустимым отклонением на подключаемой подстанции.
- Подстанции 12, 10, 9, 8 становятся закольцованными, и следовательно повышается надежность электроснабжения.
- Выдача в сеть реактивной мощности $Q= 1.5$ МВАр.
- На всех подстанциях с учетом допущенных отклонений обеспечены номинальные напряжения.
- Узлы 10 и 12 разгружаются по напряжению.
- Возможность дальнейшего развития сети.

Недостатки:

- Дороговизна, т.к требуется постройка двух двухцепных ЛЭП.

						13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			30

Вариант 10 представлен в ПРИЛОЖЕНИИ Л.

Достоинства:

- Обеспечено номинальное напряжение с допустимым отклонением на подключаемой подстанции.
- Подстанции 12, 10, 9, 8, 7 становятся закольцованными, и следовательно повышается надежность электроснабжения.
- На всех подстанциях с учетом допущенных отклонений обеспечены номинальные напряжения.
- Узлы 10 и 12 разгружаются по напряжению.
- Возможность дальнейшего развития сети.

Недостатки:

- Дороговизна, т.к требуется постройка двух двухцепных ЛЭП.
- Потребление из сети реактивной мощности $Q = 0.9$ МВАр.

Сравнив выше указанные варианты выбираем два наиболее целесообразных. Это варианты 1 и 9.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					31

5 СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико–экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат с учетом, что сравниваемые варианты обеспечивают требуемый энергетический эффект [3].

В условиях плановой экономики технико–экономические показатели объектов электроэнергетики оценивались по формуле приведенных затрат [3]:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (K_t + N_t)(1 + E_{\text{н.п}})^{1-t} \quad (5.1)$$

где Z – сумма дисконтных затрат;

K_t – капитальные затраты в год t ;

N_t – эксплуатационные издержки в год t ;

$E_{\text{н.п}}$ – норма дисконта принимаемая 0.08;

t – текущие годы строительства и эксплуатации объекта;

$T_{\text{расч}}$ – срок службы объекта.

Капитальные вложения, как и все экономические показатели сравниваемых вариантов должны определяться в прогнозных ценах одного уровня и по источникам равной достоверности.

Определим капитальные затраты для вариантов 1 и 9 используя справочник Фейбисовича [3]:

Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог представлены в таблице 9.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					32

Таблица 9– Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог при строительстве линий, взяты из справочника Фейбисовича таблица 7.8 [3]

Наименование работ	Напряжение ВЛ, кВ
	35–110
Вырубка просеки, тыс.руб/км	95
Устройство лежневых дорог, тыс.руб/км	370

Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог находятся по формуле:

$$\sum K_{\text{тзв+тулд}} = (K_{\text{тулд}_{35-110}} + K_{\text{тзв}_{35-110}}) \cdot \sum l \quad (5.2)$$

$$\sum K_{\text{тзв+тулд вар1}} = (370 + 95) \cdot (70 + 50) = 55800 \text{ (тыс.руб);}$$

$$\sum K_{\text{тзв+тулд вар9}} = (370 + 95) \cdot (50 + 125) = 81375 \text{ (тыс.руб).}$$

Затраты на строительство линий на стальных опорах представлены в таблице 10.

Таблица 10–Базисные показатели стоимости ВЛ 35–220 кВ переменного тока на стальных опорах, взяты из справочника Фейбисовича таблица 7.4 [3]

Напряжение, кВ	Характеристика промежуточных опор	АС сечением, шт×мм ²	Количество цепей на опоре, шт	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс.руб./км
35	Свободностоящие	До 150	1	870
			2	1200
110	Свободностоящие	До 150	1	1050
			2	1280

Продолжение таблицы 10

	Свободностоящие	185–240	1	1100
			2	1600
220	Свободностоящие	300	1	1310
			2	2195
	Свободностоящие	400	1	1470
			2	2420

Затраты на строительство линий определяются по формуле:

$$\sum K_{\text{тсл}} = K_{\text{тсл}_{110}} \cdot \sum l \quad (5.3)$$

$$\sum K_{\text{тсл вар1}} = 50 \cdot 1280 + 70 \cdot 1280 = 153600 \text{ (тыс.руб)};$$

$$\sum K_{\text{тсл вар9}} = 50 \cdot 1280 + 125 \cdot 1280 = 224000 \text{ (тыс.руб)}.$$

Затраты на строительство подстанции:

В данных вариантах строится подстанция п/ст 110/10. Используя справочник Фейбисовича по таблице 7.15 [3] определили, что строительство п/ст данного типа составляет 130000 тыс.руб.

$$\sum K_{\text{тсп}} = K_{\text{тсп}} \quad (5.4)$$

$$\sum K_{\text{тсп вар1}} = \sum K_{\text{тсп вар9}} = 130000 \text{ (тыс.руб)}.$$

Эксплуатационные издержки определяются как [3]:

$$N_t = \sum_{i=1}^n K_{ti} \cdot (k_{\text{рем}} + k_{\text{обс}}) \quad (5.5)$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					34

где $k_{\text{рем}}$ – процент отчисляемый на ремонты от капитальных затрат;

$k_{\text{обс}}$ – процент отчисляемый на обслуживание оборудования от капитальных затрат.

Данные коэффициенты определяются по справочнику Фейбисовича из таблицы 6.2 [3].

Т.к сеть распределительная, то $T_{\text{расч}}$ примем равным 8 годам.

Используя формулу (5.1) определим приведенные затраты для вариантов 1 и 9:

$$Z_{\text{вар 1}} = \sum_{t=1}^8 (55800 + 153600(1 + 0.8) + 130000(1 + 5.9))(1 + 0.08)^{1-t} = 7.629 \cdot 10^6 \text{ (тыс.руб);}$$

$$Z_{\text{вар 9}} = \sum_{t=1}^8 (81375 + 224000(1 + 0.8) + 130000(1 + 5.9))(1 + 0.08)^{1-t} = 8.575 \cdot 10^6 \text{ (тыс.руб).}$$

Исходя из полученных результатов для развития электрической сети выбираем вариант 1, т.к он наиболее выгоден.

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				35

6 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НА ЭВМ. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА

Для расчета режимов работы необходимо определить параметры схемы замещения подключенных линий по методике изложенной в главе 2.1.

Данные полученные в главе 3.2 и погонные параметры линий приведены в таблице 11.

Таблица 11–Данные полученные в главе 3.2 и погонные параметры линий

№ линии	Исходные данные				Погонные параметры		
	U _{ном} , кВ	Марка провода	Кол-во цепей	Длина, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ , 10 ⁻⁶ См/км
22	110	АС-95/16	2	50	0.301	0.434	2.611
23	110	АС-95/16	2	70	0.301	0.434	2.611

Таблица 12–Расчетные параметры линий электропередач

№ линии	Расчётные параметры			
	r, Ом	x, Ом	b, 10 ⁻⁶ См	Q ₃ , Мвар
22	7.52	10.85	261.1	3.159
23	10.54	15.19	365.5	4.423

6.1 Расчет максимального режима работы электрической сети

Исходными данными для расчета максимального режима работы сети являются: мощности потребителей и электростанций взятые с карты режима электрической сети; балансирующая подстанция и базисный узел, в котором задается напряжение в соответствии с картой режима электрической сети.

Карта максимального режима работы представлена в Приложении М.

Для обеспечения номинального напряжения у потребителей использовалось регулирование с помощью РПН у автотрансформаторов. Выбранные ступени представлены в таблице 13.

Таблица 13–Выбранные ступени на автотрансформаторах

Потребители	Трансформатор	Выбранная ступень
п/ст 2	2×АТДЦТН–250000/220/110	0
п/ст 5	2×АТДЦТН–200000/220/110	0
п/ст 6	2×АТДЦТН–250000/220/110	0
п/ст 1	2×АТДЦТН–250000/220/110	0
п/ст 15	2×АТДЦТН–125000/220/110	1

Уровни напряжения у потребителей и отклонение их от номинальных представлены в таблице 14.

Таблица 14– Отклонение и уровни напряжения потребителей

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонение напряжения, %
п/ст 2	223.52	1.6
п/ст 3	110.33	0.3
п/ст 4	222.99	1.359
п/ст 5	111.14	1.036
п/ст 6	111.18	1.072
п/ст 7	111.21	1.1
п/ст 8	112.11	1.918
п/ст 9	112.24	2.036
п/ст 10	115.20	4.72
п/ст 11	111.76	1.6
п/ст 12	116.01	5.46

Продолжение таблицы 14

п/ст 13	111.05	0.954
п/ст 14	111.09	0.99
п/ст 15	110.13	0.118
п/ст 16	109.05	-0.86
п/ст 17	109.45	-0.5
п/ст 18	222.54	1.154
п/ст 19	111.41	1.281

6.2 Расчет минимального режима работы электрической сети

Исходными данными для расчета минимального режима работы сети являются: мощности потребителей которые принимаются 0,6...0,7 от заданных в карте режима электрической сети; балансирующая подстанция и базисный узел, в котором задается напряжение в соответствии с картой режима электрической сети.

Карта минимального режима работы представлена в Приложении Н.

Для обеспечения номинального напряжения у потребителей использовалось регулирование с помощью РПН у автотрансформаторов. Выбранные ступени представлены в таблице 15.

Таблица 15–Выбранные ступени на автотрансформаторах

Потребители	Трансформатор	Выбранная ступень
п/ст 2	2×АТДЦТН–250000/220/110	0
п/ст 5	2×АТДЦТН–200000/220/110	0
п/ст 6	2×АТДЦТН–250000/220/110	0
п/ст 1	2×АТДЦТН–250000/220/110	0
п/ст 15	2×АТДЦТН–125000/220/110	3

Уровни напряжения у потребителей и отклонение их от номинальных представлены в таблице 16.

Таблица 16–Отклонение и уровни напряжения потребителей

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонение напряжения, %
п/ст 2	224.29	1.95
п/ст 3	113.11	2.83
п/ст 4	223.9	1.77
п/ст 5	113.66	3.33
п/ст 6	111.56	1.418
п/ст 7	111.57	1.427
п/ст 8	111.87	1.7
п/ст 9	111.86	1.69
п/ст 10	115.08	4.618
п/ст 11	113.03	2.75
п/ст 12	115.06	4.6
п/ст 13	112.35	2.13
п/ст 14	112.36	2.145
п/ст 15	113.72	3.38
п/ст 16	111.86	1.69
п/ст 17	113.26	2.96
п/ст 18	220.24	0.1
п/ст 19	112.42	2.2

6.3 Расчет послеаварийного режима работы электрической сети

Исходными данными для расчета послеаварийного режима работы сети являются: мощности потребителей и электростанций заданные в карте режима электрической сети; балансирующая подстанция и базисный узел, в

котором задается напряжение в соответствии с картой режима электрической сети.

В данном режиме определим потоки мощностей протекающих по линиям электропередач при их поочередном отключении. Определив максимальный поток мощности протекающий по линии в соответствующем послеаварийном режиме рассчитаем рабочий ток линии, и если он превысит длительно допустимый ток, то необходимо будет произвести реконструкцию линии электропередач.

Потоки мощностей при отключении линий в сети представлены в таблице 17.

Таблица 17– Потоки мощностей при отключении линий

	Л1	Л3	Л6	Л7	Л9	Л10	Л11	Л12	Л13	Л14	Л15
Л1		183.3	159.5	159.5	118.6	119.7	120.4	128	125.02	137.53	119.2
Л3	185.2		275.5	275.5	204.7	201.6	235.5	257.9	255.03	286.42	202.19
Л6	162.8	265.8		0	60.42	61.72	41.1	35.35	38.59	50.12	61.27
Л7	162.6	251.2	1		60.84	63.53	41	35.34	41.11	45.28	63.063
Л9	6.32	3	7.28	6.325		8.246	66.19	105.1	85.09	142.33	7.28
Л10	8.6	7.211	9.22	8.602	0		131.9	22.85	85.09	59.203	9.134
Л11	97.25	89.69	96.39	97.25	0	87.21		111.4	57.72	71.021	96.897
Л12	128.2	123.8	127.5	128.2	0	137.2	210		165.8	146.51	126.811
Л13	4.12	5	3.162	4.123	0	8.246	75.03	123.1		81.541	4.123
Л14	3.6	2.83	3.606	3.606	0	3.606	2.234	24.8	2.828		5.831
Л15	6.32	4.47	6.325	6.325	0	5.385	5.831	35.47	2.828	14.765	
Л16	5.1	4.47	5.099	5.099	0	5.099	8.246	33.3	9.434	6.083	3.606
Л17	11.4	14.21	11.4	11.4	0	11.4	10.82	22.36	35.85	46.239	12.042
Л18	36.89	37.2	36.89	36.89	0	36.89	36.36	42.43	52.4	59.034	36.892
Л19	10.44	9.05	10.44	10.44	0	10.44	10.77	8.944	14.42	19.313	10.44
Л20	74.24	70.5	74.24	74.24	0	74.24	74.24	67.74	73.79	71.589	73.79
Л22	40.5	39.12	40.49	40.49	0	41.05	49.39	132.4	45.22	45.804	41.881
Л23	4.472	3.606	4.472	4.472	0	5	13.42	97.58	7.81	9.899	5.831

Продолжение таблицы 17

	Л16	Л17	Л18	Л19	Л20	Л22	Л23
Л1	119.202	119.202	119.474	119.202	106.775	119.57	120.221
Л3	202.193	202.193	204.685	202.193	170.018	204.13	201.102
Л6	61.27	61.27	59.506	61.27	91.285	59.933	62.177
Л7	62.177	62.177	59.933	62.177	92.136	60.828	64.008
Л9	6.083	6.083	1	6.325	72.897	4.123	11.18
Л10	8.602	9.434	6.403	8.602	40.311	10	11.662
Л11	97.247	96.385	94.021	96.385	131.229	97.247	98.27
Л12	129.634	128.222	130.231	128.888	99.005	167.475	130.484
Л13	4.123	4.123	7.071	4.123	34.015	8.062	4.123
Л14	8.062	3.606	3.606	3.606	5	20	3.606
Л15	5.099	6.325	5.385	6.325	8.062	31.89	6.403
Л16		5.099	5.099	5.099	4.123	12.042	4.472
Л17	11.402		53.413	12.042	32.894	12.042	11.402
Л18	36.892	48.26		36.892	6.403	36.892	36.892
Л19	10.44	3.606	46.065		40.249	10.44	10.44
Л20	74.243	74.243	74.243	74.243		74.243	74.243
Л22	38.833	40.497	40.497	40.497	38.013		36.056
Л23	2.828	4.472	4.472	4.472	2.236	36.056	

Длительно допустимые токи линий и рабочие токи протекающие по ним представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Рабочие токи протекающие по линиям и длительно допустимые токи линий

Номер линии	S_{\max} , МВА	I_p , А	$I_{\text{длит доп}}$, А
Л1	183.3	481	1650
Л3	286.42	752	1650
Л6	265.8	1395	1650
Л7	251.2	1318	1650

Продолжение таблицы 18

Л9	142.33	747	1020
Л10	131.9	692	450
Л11	131.229	689	2070
Л12	167.475	879	1020
Л13	123.1	646	450
Л14	24.8	130	510
Л15	31.89	167	510
Л16	12.042	63	510
Л17	53.413	280	450
Л18	59.034	310	510
Л19	46.065	242	510
Л20	74.589	391	1530
Л22	132.4	695	660
Л23	97.58	512	660

Исходя из данных полученных в таблице 18, следует что требуется реконструкция линий под номерами 10, 13, 22.

Так как линии 10 и 13 не проходят проверку по длительно допустимым токам, то требуется их реконструкция. С учетом дальнейшего развития сети произведем замену одноцепных линии на двухцепные без замены марки провода АС–150/24, тогда длительно допустимый ток для данных линии составит 900 Ампер, что превышает рабочий ток протекающий по каждой из линий в соответствующем послеаварийном режиме.

На двухцепной линии 22 установлен провод марки АС–95/16. С учетом дальнейшего развития сети произведем замену провода марки АС–95/16 на провод АС–120/19. Установка трехцепной линии недопустима из-за того, что на опорах нет места для ее закрепления, и ее установка экономически невыгодна, т.к. требуется уменьшать пролет между опорами и, следовательно, увеличивать количество опор на всей протяженности линии. При замене провода на АС–120/19 длительно допустимый ток составит 780 Ампер, что превышает рабочий ток протекающий по линии в соответствующем послеаварийном режиме.

Также в данном режиме определим потоки мощностей протекающих через автотрансформаторы установленные на подстанциях при поочередном отключении каждой линии. Определив максимальный поток мощности протекающий через автотрансформаторы в соответствующем послеаварийном режиме, сравним его с мощностью на которую может быть загружен один автотрансформатор при плановом или аварийном ремонте второго.

Потоки мощностей протекающие через автотрансформаторы установленные на подстанциях при отключении линий представлены в таблице 19. По вертикали расположены отключаемые линии, а по горизонтали номера подстанций на которых установлены автотрансформаторы.

Таблица 19 – Потоки мощностей протекающие через автотрансформаторы при отключении линий

	п/ст 2	п/ст 5	п/ст 6	п/ст 1	п/ст 15
Л1	93.086	87.658	110.766	193.747	83.63
Л3	93.086	72.56	112.446	287.642	75.769
Л6	93.086	87.658	164.197	35.468	83.63
Л7	93.086	87.658	164.137	35.114	83.63
Л9	93.086	87.658	103.832	90.239	0
Л10	93.086	87.658	102.421	97.17	83.63

Продолжение таблицы 19

Л11	93.086	87.658	129.619	131.015	83.63
Л12	93.086	87.658	147.272	151.855	65.513
Л13	93.086	87.658	102.421	97.17	83.193
Л14	93.086	87.658	102.421	97.576	83.193
Л15	93.086	87.658	102.421	97.576	83.193
Л16	93.086	87.658	102.421	97.576	83.193
Л17	93.086	87.658	102.421	97.576	82.765
Л18	93.086	87.658	105.19	100.18	81.437
Л19	93.086	87.658	102.883	97.576	83.193
Л20	93.086	87.658	73.573	58.6	84.534
Л22	93.086	87.658	104.235	99.318	83.193
Л23	93.086	87.658	101.074	96.773	83.193

В таблице 20 представлены максимальные потоки мощностей протекающие через автотрансформаторы установленные на подстанциях в соответствующем послеаварийном режиме, а также мощность на которую рассчитан автотрансформатор при аварийном или плановом ремонте второго. Таблица 20 – Максимальные потоки мощностей протекающие через автотрансформаторы в соответствующем послеаварийном режиме и мощность на которую рассчитан автотрансформатор при аварийном или плановом ремонте второго

Номер п/ст	S_{max} , МВА	$S_{доп}$, МВА
2	93.086	350
5	87.658	280
6	164.137	350
1	287.642	350
15	83.63	175

Исходя из данных таблицы 20 мощность одного автотрансформатора при аварийном или плановом ремонте второго превышает максимальную

мощность протекающую через него в соответствующем послеаварийном режиме на всех подстанциях. Следовательно, замена автотрансформаторов не требуется.

Самым тяжелым по последствиям послеаварийным режимом является режим устанавливающийся после отключения линии 3. Для регулирования данного режима на подстанциях 3, 6, 17 был установлен СТАТКОМ, однако можно было произвести и установку СТК косвенного действия, однако в отличии от СТАТКОМа СТК уже морально устарел. Также для обеспечения номинального напряжения у потребителей использовалось регулирование с помощью РПН у автотрансформаторов. Выбранные ступени представлены в таблице 21.

Таблица 21–Выбранные ступени на автотрансформаторах

Потребители	Трансформатор	Выбранная ступень
п/ст 2	2×АТДЦТН–250000/220/110	–1
п/ст 5	2×АТДЦТН–200000/220/110	0
п/ст 6	2×АТДЦТН–250000/220/110	–6
п/ст 1	2×АТДЦТН–250000/220/110	5
п/ст 15	2×АТДЦТН–125000/220/110	2

Уровни напряжения у потребителей и отклонение их от номинальных представлены в таблице 22.

Таблица 22–Отклонение и уровни напряжения потребителей

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонение напряжения, %
п/ст 2	225.66	2.5
п/ст 3	111.84	1.6
п/ст 4	221.91	0.868
п/ст 5	110.53	0.482

Продолжение таблицы 22

п/ст 6	109.53	-0.427
п/ст 7	109.62	-0.345
п/ст 8	112.77	2.5
п/ст 9	112.92	2.65
п/ст 10	115.12	4.65
п/ст 11	112.42	2.2
п/ст 12	115.99	5.44
п/ст 13	111.86	1.69
п/ст 14	111.91	1.736
п/ст 15	112.26	2.054
п/ст 16	110.3	0.27
п/ст 17	111.78	1.62
п/ст 18	222.64	1.2
п/ст 19	112.68	2.436

Карта послеаварийного режима работы сети представлена в Приложении О.

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

7 ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

Расчет технико-экономических показателей сети производится методом укрупненных показателей. Капитальные вложения в схему, таким образом, определяются только количеством ячеек трансформаторов, ЛЭП и п/ст:

$$K = k_T + k_{п} + k_{л} + k_{оп} + k_{\text{статком}} \quad (7.1)$$

где k_T – капитальные вложения в ячейки трансформаторов;

$k_{п}$ – капитальные вложения на строительство п/ст;

$k_{л}$ – капитальные вложения на строительство линий;

$k_{оп}$ – капиталовложения на закупку опор;

$k_{\text{статком}}$ – стоимость СТАТКОМа.

Капитальные вложения в ячейки трансформаторов находятся по формуле:

$$k_T = n_{jT} \cdot k_{jT} \quad (7.2)$$

где n_{jT} – количество трансформаторов j -го типа;

k_{jT} – капиталовложения в ячейку трансформатора j -го типа.

Воспользовавшись справочником Файбисовича по таблице 7.19 [3] определили затраты на ячейку устанавливаемого трансформатора:

АТДЦТН 250000/220/110 – 163000 тыс.руб.

АТДЦТН 200000/220/110 – 11600 тыс.руб.

АТДЦТН 125000/220/110 – 8600 тыс.руб.

Воспользовавшись формулой (7.2) найдем капитальные вложения в ячейки трансформаторов, при этом учтем их количество и соответствующие им марки автотрансформаторов:

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					47

$$k_T = 6 \cdot 33200 + 2 \cdot 31800 + 2 \cdot 22900 = 308.6 \text{ (млн. руб.)}$$

Капитальные вложения в строительство п/ст находятся по формуле:

$$k_{\text{п}} = n_{\text{jp}} \cdot k_{\text{jp}} \quad (7.3)$$

где n_{jp} – количество п/ст j -го типа;

k_{jp} – капиталовложения в строительство п/ст j -го типа.

Используя справочник Файбисовича по таблице 7.15 [3] определили затраты на строительство п/ст:

п/ст 110/10 – 130 млн.руб.

Воспользовавшись формулой (7.3) найдем капитальные вложения в строительство п/ст:

$$k_{\text{п}} = 1 \cdot 130000 = 130 \text{ (млн. руб.)}$$

Капитальные вложения в строительство линий находятся по формуле:

$$k_{\text{л}} = n_{\text{jl}} \cdot k_{\text{jl}} \quad (7.4)$$

где n_{jl} – длина линий j -го типа;

k_{jl} – капиталовложения в строительство линий j -го типа.

Используя справочник Файбисовича по таблице 7.4 [3] определили базисные показатели стоимости ВЛ 35–220 кВ.

Воспользовавшись формулой (7.4) найдем капитальные вложения в строительство линий, при этом учтем марку провода, тип опор которые применяются при строительстве линий, а также количество цепей, и расщеплен провод или нет:

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$k_{\text{д}} = (13.8 + 4 + 12.8) \cdot 2420 + 0.6 \cdot 3660 + 9.5 \cdot 219 + (10.9 + 9.4 + 18.6) \cdot 1600 + (43.2 + 30.4 + 3.5 + 23.5 + 37.5) \cdot 1100 + 39.5 \cdot 1050 + (70.23 + 70.23 + 50 + 70) \cdot 1280 = 6861 \text{ (млн. руб.)}$$

Капитальные вложения на закупку опор находятся по формуле:

$$k_{\text{оп}} = n_{\text{jоп}} \cdot k_{\text{jоп}} \quad (7.5)$$

где $n_{\text{jоп}}$ – количество опор j -го типа;

$k_{\text{jоп}}$ – капиталовложения на закупку опор j -го типа, $k_{\text{оп}} = 232$ тыс.руб.

Возьмем расстояние между опорами 200 м. Тогда общее количество опор находится по формуле:

$$n_{\text{оп}} = \frac{\sum l}{200} \quad (7.6)$$

$$n_{\text{оп}} = \frac{517660}{200} = 2589 \text{ (шт.)}$$

Воспользовавшись формулой (7.5) найдем капитальные вложения на покупку опор:

$$k_{\text{оп}} = 2589 \cdot 232 = 600648 \text{ (тыс. руб.)}$$

Капитальные вложения на закупку СТАТКОМов находятся по формуле:

$$k_{\text{статком}} = n \cdot k \quad (7.7)$$

где n – количество СТАТКОМов;

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					49

k – капиталовложения на закупку СТАТКОМов, $k = 727.33$ тыс.руб.

Воспользовавшись формулой (7.7) найдем капитальные вложения на поупку СТАТКОМов:

$$k_{\text{СТАТКОМ}} = 3 \cdot 727.33 = 2181.99 \text{ (тыс.руб.)}$$

Воспользовавшись формулой (7.1) найдем капитальные вложения в схему:

$$K = 308600 + 130000 + 6861000 + 600648 + 2181,99 = 7902429.99 \text{ (тыс.руб.)}$$

Годовые эксплуатационные издержки определим по формуле:

$$N = \frac{p_a}{100} (\sum k) + \frac{p_{об}}{100} (\sum k) + N_{\Pi} \quad (7.8)$$

где $p_a, p_{об}$ – нормы отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание;

N_{Π} – стоимость потерь электроэнергии за год.

Исходя из приведенных данных в справочнике [3]:

$$p_{ат} = p_{ал} = p_{ап} = p_{аСТАТКОМ} = 5\% = 0.05;$$

$$p_{обг} = p_{обп} = p_{обСТАТКОМ} = 5.9\% = 0.059;$$

$$p_{обл} = 0.8\% = 0.008.$$

Стоимость потерь электроэнергии за год определяется по формуле

$$I_{\Pi} = \Delta P_{\text{проект.вариант}} \cdot T \cdot Ц \quad (7.9)$$

где T – число часов максимума нагрузки, 6000 часов;

$Ц$ – тариф за электроэнергию, 2.8руб/(кВт×ч).

Используя формулу (7.9) рассчитаем стоимость потерь электроэнергии за год:

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

$$I_{\Pi} = 15580 \cdot 6000 \cdot 2.8 = 261744 \text{ (тыс. руб.)}$$

Используя формулу (7.7) рассчитаем годовые эксплуатационные издержки:

$$N = 0.05(308600 + 130000 + 6861000 + 2181.99) + 0.059(308600 + 130000 + 2181.99) + 0.008 \cdot 6861000 + 261744 = 707727.237 \text{ (тыс. руб.)}$$

Приведенные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = I + E_n \cdot K_i \quad (7.10)$$

где $E_n = 0.1$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Приведенные затраты для схемы рассчитываются по формуле (7.10):

$$Z = 707727.237 + 0.1 \cdot 7902429.99 = 1497970.236 \text{ (тыс. руб.)}$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					51

8 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

8.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощности

Структурная схема подстанции должна включать в себя распределительные устройства (РУ) высшего и низшего напряжений; понизительные трансформаторы или автотрансформаторы. Данная подстанция связана с сетью 1 питающей воздушной линией и имеет отходящие линии низшего напряжений, поэтому является узловой. Структурная схема представлена на рисунке 1. Выбор типа трансформаторов и их количества, а также выбор линий электропередач будет произведен далее.

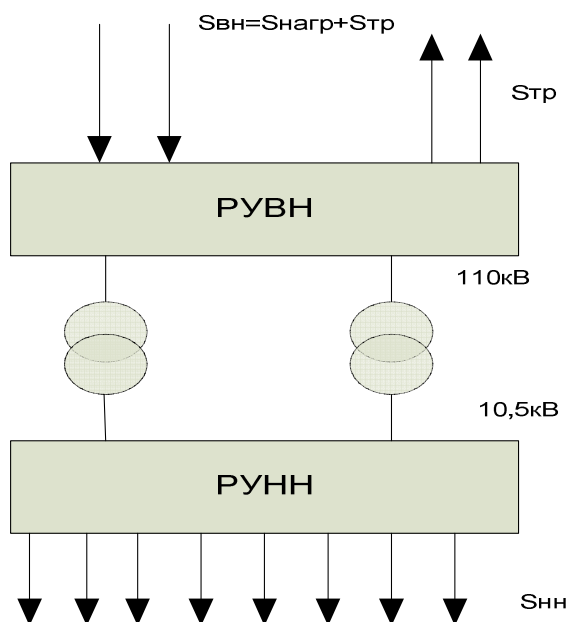


Рисунок 5 – Структурная схема подстанции

Число входящих воздушных линий на стороне ВН – 1, отходящих линий на стороне НН – 8, число транзитных линий на стороне ВН–1. Планируемая мощность нагрузки на стороне НН – $S_{нагрНН} = 36,056$ МВА. Принимаем, что коэффициент мощности - $\cos\varphi$ на стороне ВН и НН одинаковый. Значит, мощности можно складывать алгебраически:

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					52

$$S_{\text{ПИТ}} = S_{\text{ТР}} + S_{\text{Нагр}} \quad (8.1.1)$$

$$S_{\text{ПИТ}} = 4.168 + 36.056 = 40.217 \text{ (МВА)}$$

8.2 Выбор силовых трансформаторов

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

Число трансформаторов на подстанции выбирают в зависимости от мощности и ответственности потребителей, а также от наличия резервных источников питания в сетях среднего и низшего напряжения. Т. к. от подстанции питаются потребители 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%.

При установке двух трансформаторов их мощность выбираем по условию:

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$S_{\text{номТ}} \geq S_{\text{нагр}} / 0.7 \quad (8.2.1)$$

$$S_{\text{ном}} \geq 40.217 \cdot 0.7 = 28.152 \text{ (МВА)}.$$

Выбираем по [3] трансформатор ТРДН-32000/110/10,5.

Параметры трансформатора сведены в таблицу 23.

Таблица 23. Параметры трансформатора ТРДН-32000/110/10,5

S, МВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _к , %
32	115	11	10,5

Проверим выбранный трансформатор. Должно выполняться условие:

$$\frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot S_{\text{т.ном}}} < 0,7 \quad (8.2.2)$$

$$\frac{36.056}{2 \cdot 32} = 0.56 < 0.7$$

Схема распределения мощности представлена на рисунке 6:

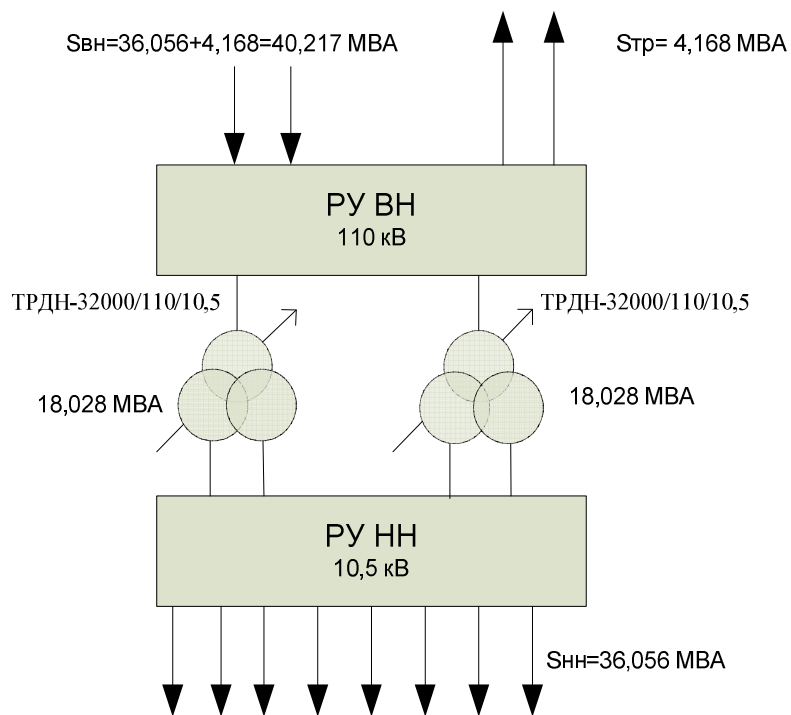


Рисунок 6 – Схема распределения мощности

8.3 Выбор и 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

$$F = \frac{I_p}{j_n} \quad (8.3.1)$$

где I_p – расчетный ток, А;

j_n – нормированная плотность тока, А/мм².

В соответствии с ПУЭ при числе часов использования максимума нагрузки T_{\max} более 5000 ч/год $j_n = 1$ А/мм².

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

$$I_p = \frac{S}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} \quad (8.3.2)$$

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:

$$I_{pВН} = \frac{40.217}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 211.08 \text{ (А)}.$$

$$F_{ВН} = \frac{211.08}{1} = 211.08 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					55

В соответствии с этими результатами выбираем для входящих линий ВН провода марки АС-120/19. Причем линии должны быть двухцепные.

Ток нормального режима транзитной линии:

$$I_{\text{нор.лТР}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot N_{\text{Л}}} \quad (8.3.3)$$
$$I_{\text{нор.лТР}} = \frac{4.168}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 21.8 \text{ (А)}.$$
$$F_{\text{ВН}} = \frac{21.8}{1} = 21.8 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Т.к. есть вероятность обрыва питающей линии, то вся мощность нагрузки будет поступать через транзитную линию, тогда как рассчитывалось ранее к установке примем провод АС-95/16. Линия двухцепная.

Ток нормального режима цепи потребителей на стороне НН:

$$I_{\text{нор.лНН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot N_{\text{Л}}} \quad (8.3.4)$$
$$I_{\text{нор.лНН}} = \frac{36.056}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 8} \cdot 10^3 = 247.82 \text{ (А)}.$$
$$F_{\text{ВН}} = \frac{247.82}{1} = 247.82 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Согласно формуле питание одного потребителя на стороне НН осуществляется по двум цепям, и в случае обрыва одна из цепей полностью берет на себя передачу мощности к потребителю. Выбираем кабель сечением 150 мм² количеством 2 штуки, трехжильный.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					56

9 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ

9.1 Выбор схем распределительных устройств

9.1.1 Распределительное устройство высшего напряжения

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

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

$$n_{\text{пр}} = n_{\text{лин}} + n_{\text{т}} \quad (9.1.1.1)$$

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

$n_{\text{лин}}$ – число вводов и отходящих линий;

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

Тогда число присоединений:

$$n_{\text{пр}} = 4 + 2 = 6$$

Определяющую роль в выборе схемы играет напряжение на шинах.

Напряжение на шинах ВН = 110 кВ.

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

Надежность схемы. Бесперебойное электроснабжение потребителей качественной электрической энергией.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					57

Ремонтоспособность схемы, т. е. вывод в ремонт или ревизия любого элемента схемы не должна отражаться на электроснабжении потребителя.

Оперативная гибкость схемы, т. е. оперативные переключения в схеме также не должны отражаться на электроснабжении потребителя.

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

Для РУ ВН примем схему две рабочие с обходной системой шин. Т.к одним из важных требований предъявляемых к схемам является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям данная схема отвечает в полной мере. В нормальном режиме обходная система шин АО находится без напряжения, разъединители, соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин отключены. В схеме предусматривается обходной выключатель QO, который может быть присоединен к любой СШ с помощью развилки из двух разъединителей.

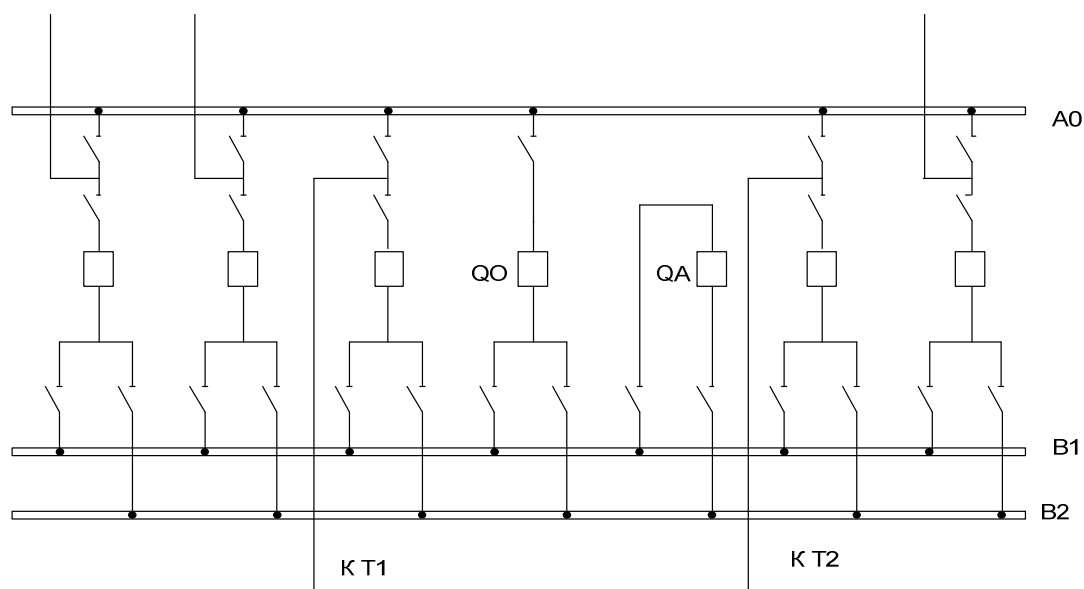


Рисунок 7 – Схема с двумя рабочими и обходной системами шин.

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				58

9.1.2 Распределительное устройство низшего напряжения

Для РУ НН примем схему с одной секционированной системой сборных шин представленную на рисунке 8. 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.

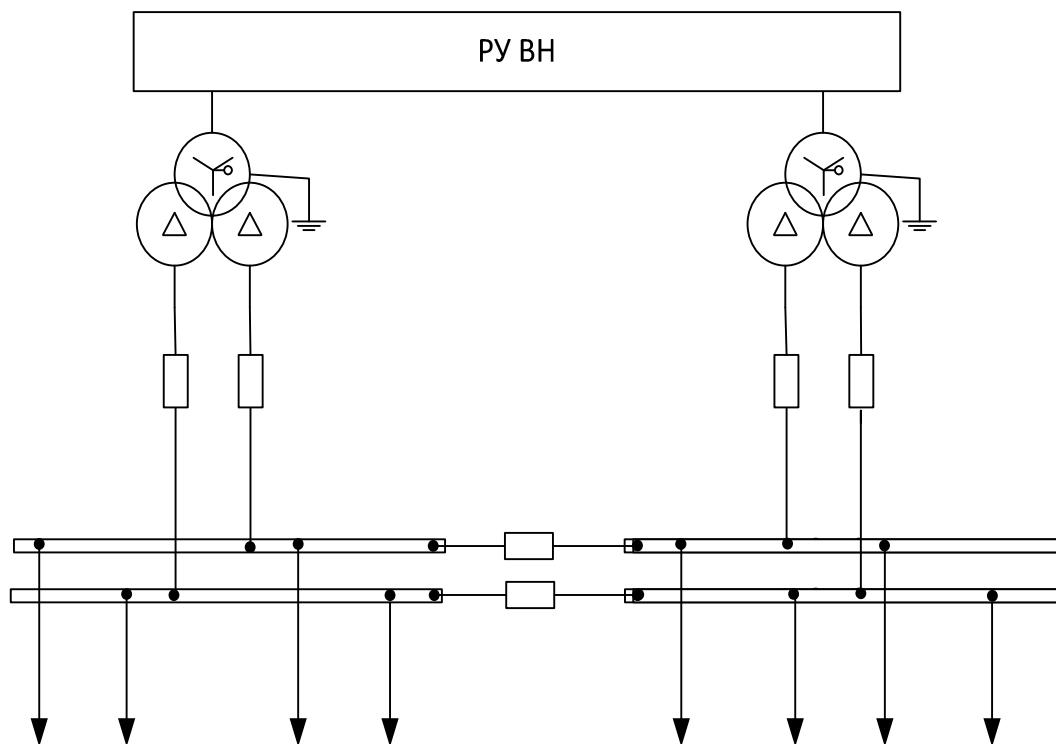


Рисунок 8 – Схема РУ НН

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
						59

9.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

В нормальном режиме должны выполняться неравенства:

$$U_{ном} \geq U_{установки} \text{ и } I_{ном} \geq I_{раб_тах} \quad (9.2.1)$$

Расчетные токи на высшем напряжении:

Нормальный режим:

$$I_{пит\ линии} = \frac{S_{нагр} + S_{транз}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (9.2.2)$$

$$I_{пит\ линии} = \frac{36056 + 4168}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 105.56 \text{ (A)}.$$

$$I_{транзит} = \frac{S_{транз}}{n_{транзит} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (9.2.3)$$

$$I_{транзит} = \frac{4168}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 10.93 \text{ (A)}.$$

$$I_{тр} = \frac{0,7 \cdot S_{ном_тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (9.2.4)$$

$$I_{тр} = \frac{0.7 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117.57 \text{ (A)}.$$

Утяжелённый (максимальный) режим:

$$I_{пит\ линии} = \frac{S_{нагр} + S_{транз}}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (9.2.5)$$

$$I_{пит\ линии} = \frac{36056 + 4168}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 211.12 \text{ (A)}.$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					60

$$I_{\text{тр}} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{ном_тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (9.2.6)$$

$$I_{\text{тр}} = \frac{1.4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 235.14 \text{ (A)}.$$

$$I_{\text{транзит}} = \frac{S_{\text{транз}}}{(n_{\text{транзит}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (9.2.7)$$

$$I_{\text{транзит}} = \frac{4168}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 21.86 \text{ (A)}.$$

Расчетные токи на низшем напряжении:

Нормальный режим:

$$I_{\text{тр НН}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном_тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} \quad (9.2.8)$$

$$I_{\text{тр НН}} = \frac{0,7 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 615.84 \text{ (A)}.$$

$$I_{\text{отх лин}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{\text{отх}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad (9.2.9)$$

$$I_{\text{отх лин}} = \frac{36056}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 247.82 \text{ (A)}.$$

Утяжелённый режим:

$$I_{\text{тр НН}} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{ном_тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} \quad (9.2.10)$$

$$I_{\text{тр НН}} = \frac{1.4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1231.68 \text{ (A)}.$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					61

$$I_{отх\ лин} = \frac{2 \cdot S_{нагр}}{n_{отх} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НН}} \quad (9.2.11)$$

$$I_{отх\ лин} = \frac{2 \cdot 36056}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 495.64 \text{ (A).}$$

9.3 Выбор расчетной точки короткого замыкания

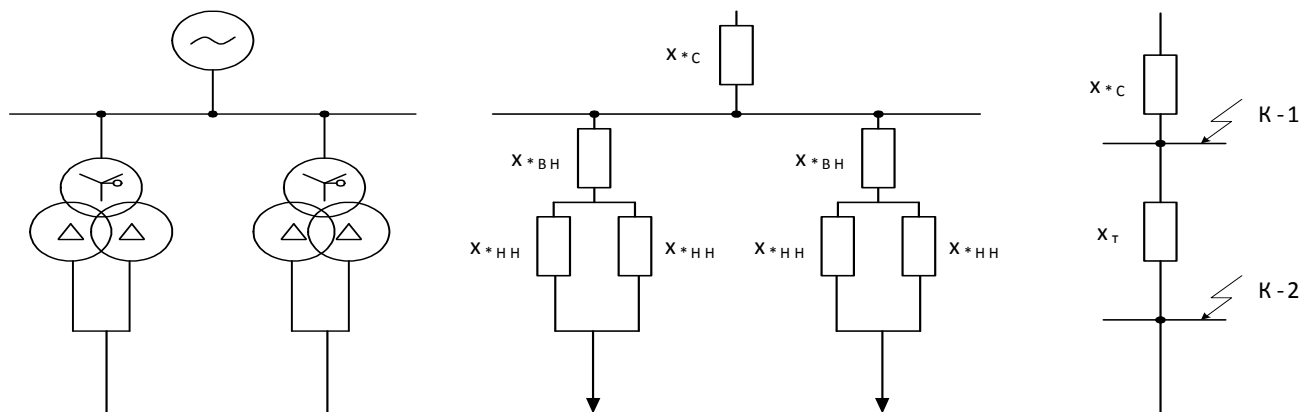


Рисунок 9 – Расчетная схема замещения для определения токов короткого замыкания

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Для этого составляется расчетная схема замещения представлена на рисунке 9, намечаются расчетные точки короткого замыкания и определяются токи короткого замыкания.

При составлении расчетной схемы для выбора аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания. За расчетную точку короткого замыкания принимают точку, при повреждении которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток. При расчете токов короткого замыкания сопротивление линии учтено в x_c , причем все индуктивные сопротивления приводятся к произвольно выбранной

базисной мощности $S_6 = 100$ МВА . Найдем на низкой и высокой стороне по следующим формулам расчетное сопротивление трансформаторов:

$$x_{BH} = 0.125 \cdot \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном тр}} \quad (9.3.1)$$

$$x_{BH} = 0.125 \cdot \frac{10.5}{100} \cdot \frac{100}{32} = 0.041 \text{ (Ом)}.$$

$$x_{HH} = 1.75 \cdot \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном тр}} \quad (9.3.2)$$

$$x_{HH} = 1.75 \cdot \frac{10.5}{100} \cdot \frac{100}{32} = 0.574 \text{ (Ом)}.$$

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ (точка К-1). Базисный ток:

$$I_{6 110} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср тр}} \quad (9.3.3)$$

$$I_{6 110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.502 \text{ (А)}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0} = \frac{I_{6 110}}{x_c} \quad (9.3.4)$$

$$I_{п,0} = \frac{0,502}{0,029} = 18.592 \text{ (кА)}.$$

Для системы, связанной с шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением 110 кВ значение ударного коэффициента: $k_y = 1.717$.

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y \quad (9.3.5)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 18.592 \cdot 1.717 = 43.27 \text{ (кА)}.$$

где k_y – ударный коэффициент.

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 10,5 кВ.
Базисный ток:

$$I_{б\ 10,5} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср\ тр}} \quad (9.3.6)$$

$$I_{б\ 10,5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.54 \text{ (кА)}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0} = \frac{I_{б\ 10,5}}{x_C + x_{ВН} + x_{НН}} \quad (9.3.7)$$

$$I_{п,0} = \frac{5.54}{0.029 + 0.041 + 0.574} = 8.6 \text{ (кА)}.$$

Для системы, связанной со сборными шинами 6...10 кВ, через трансформаторы мощностью 32 МВА значение ударного коэффициента:
 $k_y = 1.82$.

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y \quad (9.3.8)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 8.6 \cdot 1.82 = 22.1 \text{ (кА)}.$$

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				64

9.4 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерения на стороне высшего напряжения

9.4.1 Выбор выключателей и разъединителей на ВН.

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

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

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

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

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

Выключатели выбирают:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току $I_{номр} \leq I_{ном}$; $I_{мах} \leq I_{ном}$;
- по отключающей способности.

Разъединители выбираются:

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

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					65

- по току $I_{\text{номр}} \leq I_{\text{ном}}$; $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$;
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости $i_y \leq i_{\text{дин}}$.

Намечаем к установке на стороне высокого напряжения элегазовый выключатель ВГБУ-110.

Номинальный ток отключения $I_{\text{отк.ном}}$ 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:

$$\tau = t_{3,\text{min}} + t_{\text{с,в}} \quad (9.4.1.1)$$

$$\tau = 0.01 + 0.03 = 0.04 \text{ (с)}.$$

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

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

Проверка на симметричный ток отключения

$$I_{\text{п,}\tau} \leq I_{\text{отк.ном}} \quad (9.4.1.2)$$

$$18.592 \leq 40 \text{ (кА)}.$$

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

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

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

$$i_{\text{а,}\tau} \leq i_{\text{а,ном}} \quad (9.4.1.3)$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					66

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_a}} \quad (9.4.1.4)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 18.592 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 1.607 \text{ (кА)}.$$

$$i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot \frac{I_{\text{откл ном}}}{100} \quad (9.4.1.5)$$

$$i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot \frac{40}{100} = 25.5 \text{ (кА)}.$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{п,0} \leq I_{\text{дин}} \quad (9.4.1.6)$$

$$18.52 < 40 \text{ (кА)}.$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}} \quad (9.4.1.7)$$

$$43.27 < 102 \text{ (кА)}.$$

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:

$$W_k \leq (I_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (9.4.1.8)$$

где W_k – тепловой импульс по расчету;

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

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

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					67

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (9.4.1.9)$$

$$B_k = 18.52^2 \cdot (0.16 + 0.03) = 65.5 \text{ (кА}^2/\text{с)}.$$

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{о,в} \quad (9.4.1.10)$$

$$t_{отк} = 0.1 + 0.06 = 0.16 \text{ (с)}.$$

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

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

T_a – постоянная времени.

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 24.

Намечаем к установке разъединитель SGF-123 (двухколонковым горизонтально - поворотным разъединителем. 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), внесем в таблицу 24 его параметры.

Таблица 24 – Выключатели и разъединители для РУ ВН

Расчетные данные	ВГБУ-110	SGF-123
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 211,12 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п,т} = 18,592 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{а,т} = 1,6 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = 25,5 \text{ кА}$	–
$I_{п,0} = 18,592 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$i_y = 43,27 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 102 \text{ кА}$	–
$B_k = 65,5 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 3000 \text{ кА}^2/\text{с}$

9.4.2 Выбор трансформаторов тока на ВН.

Трансформаторы тока выбирают:

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

– по номинальному току: $I_{max \text{ раб.}} \leq I_{ном}$,

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					68

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

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости: $i_y \leq i_{дин}$;

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

- по термической стойкости: $B_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер}$;
- по вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2ном}$,

где Z_2 – вторичная нагрузка ТТ;

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

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы выполнялось:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (9.4.2.1)$$

Выбор ТТ по вторичной нагрузке:

- индуктивное сопротивление токовых цепей невелико поэтому $Z_2 \approx r_2$;
- вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k (принимается 0.05 Ом при двух-трех приборах и 0.1 Ом при большем числе приборов) :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (9.4.2.2)$$

- сопротивление приборов определяется по выражению:

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				69

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2 \quad (9.4.2.3)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (9.4.2.4)$$

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

$$q = \rho \cdot l_{\text{расч}} / r_{\text{пр}} \quad (9.4.2.5)$$

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

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

9.4.2.1 ТТ на высшей стороне трансформатора связи ТРДН 32000/110

$I_{\text{мах}} \text{ ВН тр-ра} = 235,14 \text{ (А)}$. ТТ на высшей стороне трансформатора связи на подстанции служит только для питания устройств релейной защиты. Примем к установке трансформатор тока типа ТВТ-110-III-1000/5 с током в первичной обмотке $I_{\text{ном1}} = 300 \text{ (А)}$. Ток в первичной обмотки целесообразно выбирать как можно ближе по значению к $I_{\text{мах}} \text{ ВН тр-ра}$ для снижения погрешности.

Расчетные и каталожные ТТ данные приведены в таблице 25:

Таблица 25. Каталожные данные ТТ ТВТ-110-III-300/5.

Расчетные данные	ТВТ-110-III-300/5
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 235,14 \text{ А}$	$I_{\text{ном1}} = 300 \text{ А}$
$i_y = 43,27 \text{ кА}$	
$B_k = 65,5 \text{ кА}^2/\text{с}$	

На высшей стороне двухобмоточного трансформатора приборы не ставятся, поэтому данный ТТ не проверяется по вторичной нагрузке.

Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем его на ВН трансформатора .

9.4.2.2 ТТ в цепи шиносоединительного выключателя

Максимальный ток, который может протекать по шиносоединительному выключателю – это ток питающей ЛЭП при отключении одной линии. $I_{\max \text{ пит. лин.}} = 211.12 \text{ (A)}$.

Намечаем к установке ТТ типа TG145. Этот трансформатор имеет 3 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Расчетные и каталожные ТТ данные приведены в таблице 26.

Таблица 26. Каталожные данные ТТ TG145

Расчетные данные	TG145
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 211,12 \text{ А}$	$I_{\text{ном}1} = 300 \text{ А}$
$i_y = 43,27 \text{ кА}$	
$B_k = 65,5 \text{ кА}^2/\text{с}$	

В таблице представлены номинальные напряжения трансформатора тока, трансформатор тока в данном случае импортный. Также представлен номинальный ток первичной обмотки, т.к. ближайший наибольший номинал первичной обмотки трансформатора тока составляет в данном случае 300 Ампер.

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Перечень необходимых измерительных приборов выбираем согласно [6, табл.4.11, стр. 363].

Единственный измерительный прибор в данном случае амперметр. Его размещение показано на рисунке 5:

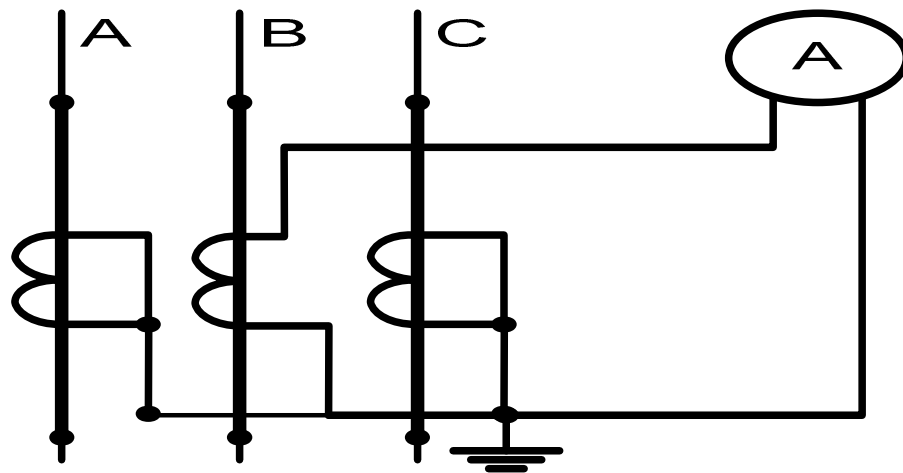


Рисунок 10 – Размещение приборов в ТТ на секционном выключателе

Определим нагрузку по фазам. В расчете используем нагрузку наиболее нагруженной фазы.

Распределение нагрузки по фазам представлено в таблице 27.

Таблица 27. Нагрузка по фазам TG145.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	–	0,5	–
Итого		–	0,5	–

По таблице 27 можно определить, что наиболее загружена ТТ фаза В.

$$r_{\text{приб}} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ (Ом)}. \quad (9.4.2.2.1)$$

Т.к. устанавливается один прибор, следовательно $r_k = 0,05$ Ом. $Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом.

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k \quad (9.4.2.2.2)$$

$$r_{\text{пров}} = 1.2 - 0.02 - 0.05 = 1.13 \text{ (Ом)}.$$

Для цепей РУ 110 кВ: $L = 85$ м, $L_{\text{расч}} = 2L = 170$ м;

$$q = \frac{0.0283 \cdot 2L}{r_{\text{пров}}} \quad (9.4.2.2.3)$$

$$q = \frac{0.0283 \cdot 170}{1.13} = 4.26 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с алюминиевыми жилами с сечением = 4,5 мм².

Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем его в цепи шиносоединительного выключателя.

9.4.2.3 ТТ в цепи питающих и транзитных линий

$I_{\text{max}} \text{ пит. лин.} = 211,12 \text{ А}$, $I_{\text{max}} \text{ транз. лин.} = 211,12 \text{ А}$. Намечаем к установке ТГ145 с $I_{\text{ном1}} = 300 \text{ А}$. Этот трансформатор имеет 3 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Расчетные и каталожные данные ТТ приведены в таблице 29.

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Размещение приборов показано на рисунке 11:

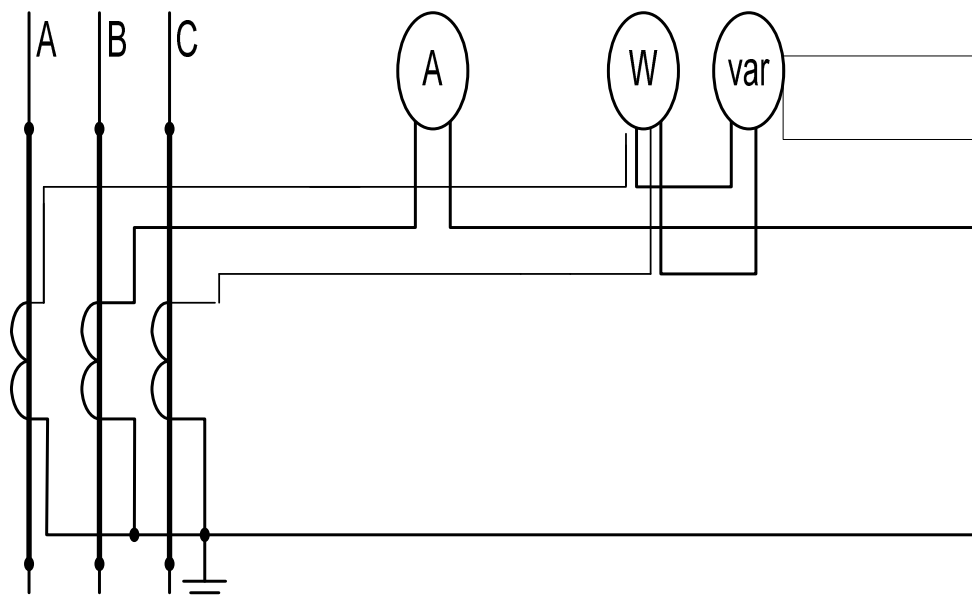


Рисунок 11 – Размещение приборов ТТ на питающих линиях

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ.

Данные представлены в таблице 28:

Таблица 28. Нагрузка по фазам для наиболее загруженного ТТ TG145

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	–	0,5	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Итого		1	0,5	1

Из таблицы 28 видно, что наиболее загружены ТТ фаз А и С. Расчет произведем по формулам из пункта 9.4.2.2:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1}{5^2} = 0.04 \text{ (Ом)}.$$

Т.к. устанавливается три прибора, то $r_k = 0,1$ Ом. $Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 1 составляет 1,2 Ом.

$$r_{\text{пров}} = 1.2 - 0.04 - 0.1 = 1.06 \text{ (Ом)}.$$

Для цепей РУ 110 кВ: $L = 85$ м, $L_{\text{расч}} = L = 85$ м. Тогда:

$$q = \frac{0.0283 \cdot 85}{1.06} = 2.7 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с алюминиевыми жилами с сечением = 2,5 мм².

Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем его на питающих и транзитных линиях.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					74

Таблица 29.Каталожные данные ТТ TG145

Расчетные данные	TG145
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 211,12 \text{ А}$	$I_{ном1} = 300 \text{ А}$
$i_y = 43,27 \text{ кА}$	
$B_k = 65,5 \text{ кА}^2/\text{с}$	

9.4.2.4 ТТ в цепи обходного выключателя

Максимальный ток, который может протекать по обходному выключателю это ток питающей ЛЭП при отключении одной линии. I_{max} пит. лин.= 211,12 А.

Намечаем к установке TG145 $I_{ном1} = 300 \text{ А}$. Этот трансформатор имеет 3 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Расчетные и каталожные данные ТТ приведены в таблице 29.

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Размещение приборов показано на рисунке 12:

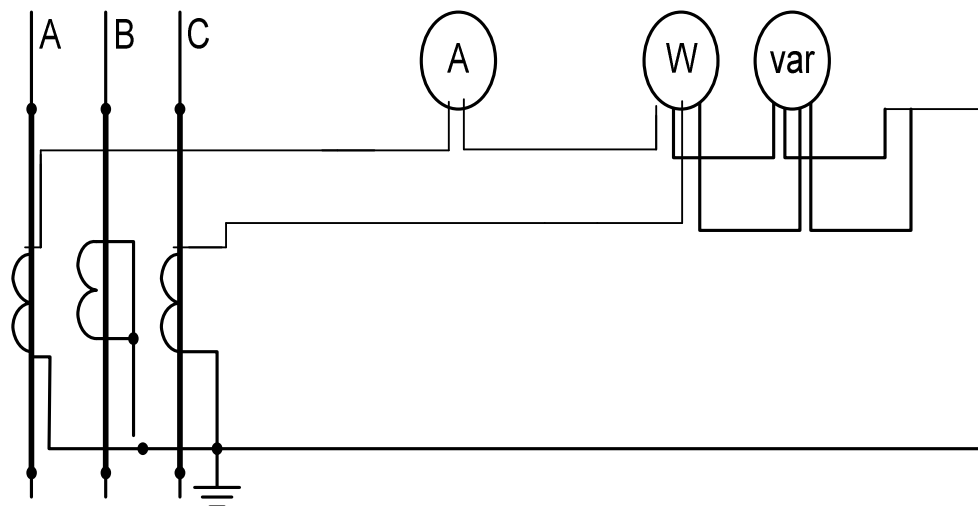


Рисунок 12 – Размещение приборов ТТ в цепи обходного выключателя

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ.

Нагрузка представлена в таблица 30:

Таблица 30. Нагрузка ТТ TG145

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик активной мощности	САЗ-И681	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной мощности	САЗ-И676	2,5	–	2,5
Итого		6,5	0	6,0

Из таблицы 30 видно, что наиболее загружена ТТ фаза А. Расчет произведем по формулам приведенным в пункте 9.4.2.2.

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0.24 \text{ (Ом)}.$$

Т.к. устанавливается пять приборов $r_k = 0,1 \text{ Ом}$. $Z_{2\text{НОМ}}$ при выбранном классе точности 1 составляет 1,2 Ом.

$$r_{\text{пров}} = 1.2 - 0.24 - 0.1 = 0.86 \text{ (Ом)}.$$

Для цепей РУ 110 кВ: $L = 85 \text{ м}$, $L_{\text{расч}} = \sqrt{3L} = 15,97 \text{ м}$;

$$q = \frac{0.0283 \cdot 15.97}{0.86} = 0.525 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с алюминиевыми жилами с сечением = 2,5 мм².

Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, а именно по вторичной нагрузке, номинальному напряжению и току первичной обмотки, поэтому устанавливаем его на питающих и транзитных линиях.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					76

9.4.3 ТН в цепях РУ ВН 110 кВ

Примем к установке трансформаторы типа НАМИ-110 УХЛ1.

Трансформаторы имеют 2 вторичных обмотки: основную на $100/\sqrt{3}$ В и дополнительную на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 400 ВА.

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 31.

Таблица 31. Вторичная нагрузка ТН НАМИ-110 УХЛ1

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Потребляемая мощность, Вт	
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	–
Регистрирующий вольтметр	Н-344	10	1	1	0	1	10	–
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	4	12	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	4	12	–
Счетчик активной мощности	САЗ-И674	3,0 Вт	2	0.38	0.925	2	12	29,21
Счетчик реактивной мощности	СР4-И67	3,0 Вт	2	0.38	0.925	2	12	29,21
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3,0	1	1	0	5	15	–
Итого							75	58,42

$$\sum S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (9.4.3.1)$$

$$\sum S_2 = \sqrt{75^2 + 58,42^2} = 95 \text{ ВА.}$$

Три ТН, соединенные в звезду, имеют мощность $S_{\text{ном}} = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}$, что больше $\sum S_2$.

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

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				77

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

9.4.4 Выбор сборных шин, ошиновки и изоляторов

Токоведущие части в открытых распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются сталеалюминиевыми проводами АС или АСО. В некоторых конструкциях открытых распределительных устройств (ОРУ) часть или вся ошиновка и сборные шины могут выполняться жесткими из алюминиевых труб. Соединение трансформатора с закрытым устройством 6-10 кВ или с КРУ 6-10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. Все соединения внутри ЗРУ 6-10 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения.

9.4.4.1 Токоведущие части РУ 110 кВ

Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае питающей линии: $I_{\max} = 211,12 \text{ А}$.

Принимаем провод, АС – 70/11 в фазе, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 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

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					78

навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между ними.

Так как условие $I_{п,0} = 18,592 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$ 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 равно минимально допустимому по короне для 110 кВ ($F_{\text{мин}}=70/11$).

9.4.4.2 Выбор изоляторов

Для данной подстанции на ОРУ 110 кВ подвесные изоляторы для крепления шин и ошиновки выбираем согласно справочника Файбисовича типа ИОС-110-300 УХЛ,Т1.

Параметры изолятора:

Размеры: - строительная высота – 1020 мм;

Разрушающая электромеханическая нагрузка – не менее 3 кН;

Эти изоляторы имеют значительные преимущества перед остальными изоляторами:

- меньшую массу;
- более высокие разрядные характеристики;
- стойкость к загрязнению;
- устойчивость к ударам и резким сменам температуры;
- более простой монтаж и обслуживание.

9.5 Выбор вспомогательного оборудования (коммутационных аппаратов, токоведущих частей, средств контроля и измерения) на стороне низкого напряжения 10,5 кВ

					<i>13.03.02.2017.271.00 ПЗ</i>	Лист
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

9.5.1 Комплектное распределительное устройство

Для данной понижающей подстанции принимаем к установке на стороне 10 кВ КРУ типа К-205 ЭП. Изготовитель – «Завод Электропульт». Данное КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ. Применяется для всех видов подстанций, электрических станций, энергосистем и электроснабжения предприятий всех отраслей промышленности.

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

В К-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.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					80

Намечаем к установке на низшей стороне – элегазовый выключатель VF12,16,31 (производство “Shneider Elecetric”).

9.5.2 Выключатели РУ НН 10,5 кВ

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

$$\tau = t_{3,\min} + t_{c,B} \quad (9.5.2.1)$$

$$\tau = 0.01 + 0.06 = 0.07 \text{ (с)}.$$

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

$t_{c,B}$ – собственное время отключения выключателя.

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п,\tau} \leq I_{отк.ном} \quad (9.5.2.2)$$

$$8.6 \leq 31.5 \text{ (кА)}.$$

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:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \quad (9.5.2.3)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_a}} \quad (9.5.2.4)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8.6 \cdot e^{-\frac{0.04}{0.03}} = 3.26 \text{ (кА)}.$$

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				81

$$i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot \frac{I_{\text{откл ном}}}{100} \quad (9.5.2.5)$$

$$i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{31.5}{100} = 8.91 \text{ (кА)}.$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}} \quad (9.5.2.6)$$

$$22.1 < 80 \text{ (кА)}.$$

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к}} \leq (I_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (9.5.2.7)$$

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

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

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

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п}, 0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) \quad (9.5.2.8)$$

$$B_{\text{к}} = 8.6^2 \cdot (0.07 + 0.07) = 10.354 \text{ (кА}^2\text{/с)}.$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{о,в}} \quad (9.5.2.9)$$

$$t_{\text{отк}} = 0.01 + 0.06 = 0.07 \text{ (с)}.$$

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

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

											Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ						82

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу

32

Таблица 32. Расчетные и справочные данные выключателя РУ НН

Расчетные данные	VF12,16,31
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{max \text{ тр}} = 1231,68 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п,т} = 8,6 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{а,т} = 3,26 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = 8,91 \text{ кА}$
$I_{п,0} = 8,6 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 22,1 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 10,354 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 8236 \text{ кА}^2/\text{с}$

Из таблицы видно, что намеченные к установке выключатели и удовлетворяют всем условиям. Значит, устанавливаем их в КРУ К-205 ЭП.

9.5.3 Трансформаторы тока на РУ НН 10.5 кВ

9.5.3.1 ТТ в цепи понизительного двухобмоточного трансформатора связи

$I_{max \text{ НН тр-ра}} = 1231,68 \text{ А}$. Намечаем к установке в цепях НН трансформаторов связи трансформаторы тока типа ТЛ-10-1-У3-Т3. 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 33.

Таблица 33. Расчетные и каталожные данные ТТ ТЛ-10-П-У3

Расчетные данные	ТЛ-10-П-У3
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1231,68 \text{ А}$	$I_{ном1} = 1500 \text{ А}$
$i_y = 22,1 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 10,354 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2/\text{с}$

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Размещение приборов показано на рисунке 13:

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					83

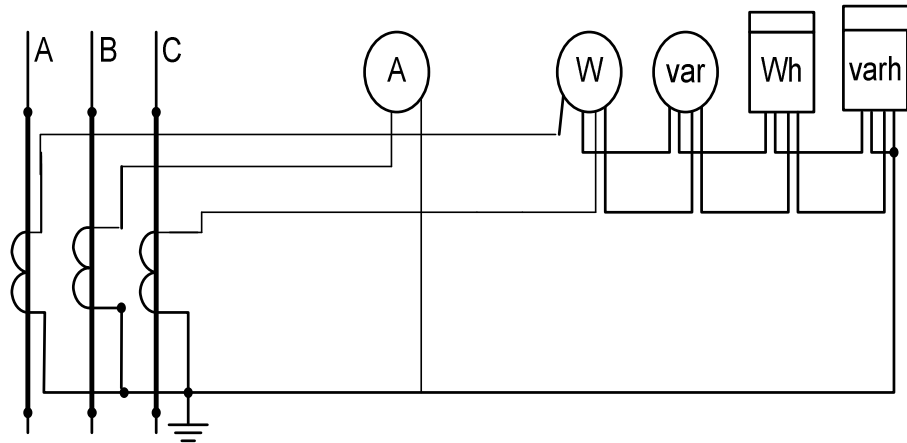


Рисунок 13 – Размещение приборов низшей стороны трансформатора связи

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ.

Нагрузка представлена в таблице 34:

Таблица 34. Нагрузка ТТ ТЛ-10-П-У3

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	–	0,5	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-304	0,5	–	0,5
Счетчик активной мощности	СА3-И681	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной мощности	СР4-И616	2,5	–	2,5
Итого		6,0	0,5	6,0

Из таблицы 34 видно, что наиболее загружены ТТ фазы А и С. Расчет произведем по формулам из пункта 9.4.2.2.

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{5^2} = 0.24 \text{ (Ом)}.$$

Т.к. устанавливается пять приборов, то $r_k = 0,1 \text{ Ом}$. $Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 0,5 составляет 0,8 Ом.

$$r_{\text{пров}} = 0.8 - 0.24 - 0.1 = 0.46 \text{ (Ом)}.$$

Для цепей КРУ: $L = 6$ м, $L_{расч} = L = 6$ м;

$$q = \frac{0.0283 \cdot 6}{0.46} = 0.37 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением $= 2,5 \text{ мм}^2$. Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем на низшей стороне трансформаторов связи.

9.5.3.2 ТТ в цепи секционного выключателя

Намечаем к установке в цепях секционного выключателя трансформаторы тока типа ТЛ-10-П-У3.

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Измерительный прибор в данном случае амперметр. Его размещение показано на рисунке 14:

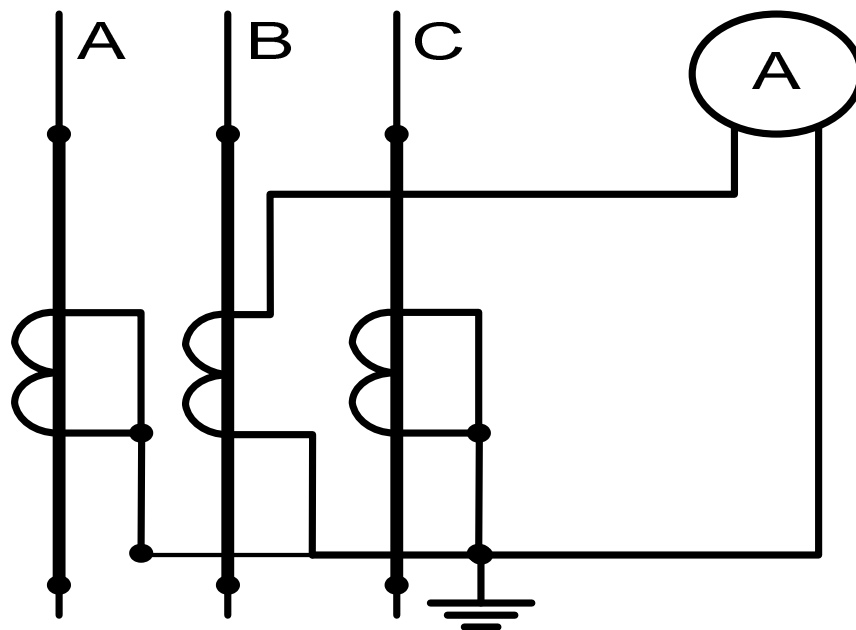


Рисунок 14 – Размещение приборов в ТТ на секционном выключателе

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ. Нагрузка представлена в таблице 35:

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					85

Таблица 35. Нагрузка ТТ ТЛ-10-И-У3

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	–	0,5	–
Итого		–	0,5	–

Из таблицы 12 видно, что наиболее загружена ТТ фаза В. Расчет произведем по формулам из пункта 2.4.2.2.

$$r_{\text{приб}} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ (Ом)}.$$

Т.к. устанавливается один прибор, то $r_k = 0,05 \text{ Ом}$. $Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 0,5 составляет 0,8 Ом.

$$r_{\text{пров}} = 0.8 - 0.02 - 0.05 = 0.73 \text{ (Ом)}.$$

Для цепей РУ 6 - 10 кВ: $L = 6 \text{ м}$, $L_{\text{расч}} = 2 L = 12 \text{ м}$;

$$q = \frac{0.0283 \cdot 12}{0.73} = 0.46 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением = 2,5 мм².

9.5.3.3 ТТ в цепи потребительских линий (фидерах).

$I_{\text{мах отх. лин.}} = 495,64 \text{ А}$. Намечаем к установке в цепях потребительских линий трансформаторы тока типа ТЛ-10-И-У3. Эти трансформаторы имеют 2 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					86

Расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 36:

Таблица 36. Расчетные и каталожные данные ТТ ТЛ-10-1-У3

Расчетные данные	ТЛ-10-1-У3
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 476,18 \text{ А}$	$I_{ном1} = 600 \text{ А}$
$i_y = 22,1 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 10,354 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Схема подключения приборов к трансформатору тока была изображена на рисунке 15.

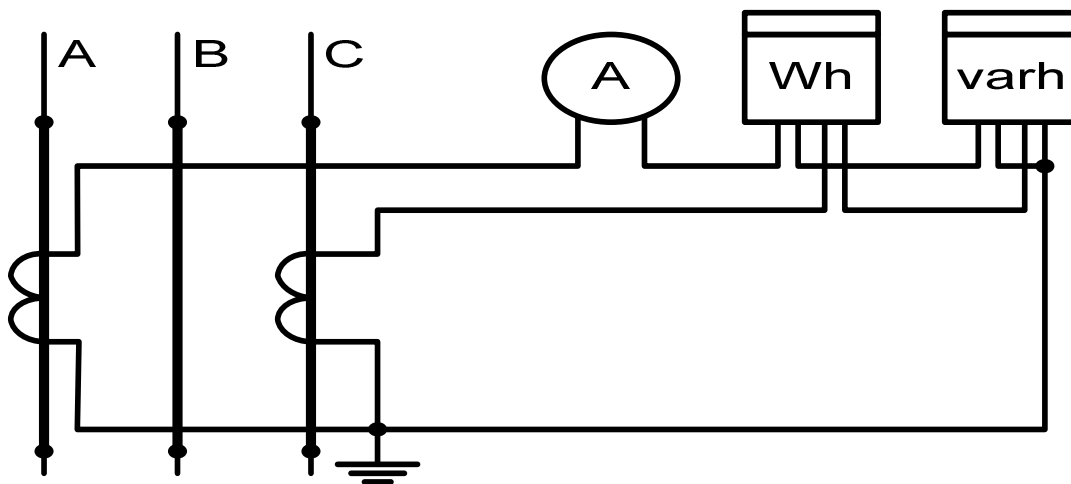


Рисунок 15 – Размещение приборов в ТТ на отходящих линиях

Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 37:

Таблица 37. Нагрузка ТТ ТЛ-10-1-У3

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Счетчик активной мощности	САЗ-И681	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной мощности	САЗ-И676	2,5	–	2,5
Итого		5,5	–	5,0

Из таблицы 37 видно, что наиболее загружена ТТ фаза А. Расчет произведем по формулам из пункта 9.4.2.2.

$$\Gamma_{\text{приб}} = \frac{5.5}{5^2} = 0.22 \text{ (Ом)}.$$

Т.к. устанавливается более трех приборов, то $r_k = 0,1 \text{ Ом}$. $Z_{2\text{ном}}$ при выбранном классе точности 0,5 составляет 0,4 Ом.

$$\Gamma_{\text{пров}} = 0.4 - 0.22 - 0.1 = 0.08 \text{ (Ом)}.$$

Для линий к потребителям 6 - 10 кВ: $L = 6 \text{ м}$, $L_{\text{расч}} = \sqrt{3L} = 4,2 \text{ м}$:

$$q = \frac{0.0283 \cdot 4,2}{0.08} = 1.5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением = 2,5 мм².

9.5.4 Выбор ТН в цепях РУ НН 10,5 кВ

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

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке. Вторичной нагрузкой для данного трансформатора являются вольтметр, вольтметр с переключателем, ваттметр, варметр, а также счетчики активной и реактивной мощностей. В таблицу 38 сводятся все перечисленные приборы и у каждого из приборов определяется потребление активной и реактивной мощностей. Следует сказать, что не все измерительные приборы потребляют реактивную мощность. Реактивную мощность потребляют только счетчики реактивной и активной мощностей. Все данные сведены в таблицу 38, а далее по ее данным рассчитывается потребляемая вторичной нагрузкой мощность измерительных приборов.

						13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			88

Таблица 38. Вторичная нагрузка ТН ЗНОЛ.06-10У3

Прибор	Тип	S обмотки ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Потребляемая мощность	
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	–
Вольтметр с переключателем	Э-335	2	1	1	0	1	2	–
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Счетчик активной мощности	СА3- И674	3,0	2	0,38	0,92 5	4	24	58,42
Счетчик реактивной мощности	СР4- И676	3,0	2	0,38	0,92 5	4	24	58,42
Итого							59	116,84

$$\sum S_2 = \sqrt{59^2 + 116,84^2} = 130,89 \text{ (ВА)}.$$

Три ТН, соединенные в звезду имеют мощность $S_{ном} = 150 \text{ В}\cdot\text{А}$, что больше $\sum S_2$.

Таким образом, ТН будут работать в выбранном классе точности.

Для соединения ТН с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм^2 по условию механической прочности.

9.5.5 Выбор токоведущих частей и изоляторов на напряжении 10,5 кВ

9.5.5.1 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.

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				89

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 $I_{\max \text{ тр-ра}} = 1231,68 \text{ А}$

Принимаем однополосные шины сечением $100 \times 8 \text{ см}^2$; $I_{\text{доп}} = 1625 \text{ А}$

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят $I_{\max} = 1231,68 \text{ А} < 1625 \text{ А}$.

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (9.5.5.1.1)$$

где B_k – тепловой импульс, выделяемый током КЗ;

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{10.354 \cdot 10^6}}{91} = 35.36 \text{ (мм}^2\text{)} < 800 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Т.к. условие выполняется, значит шины термически стойки.

Проверка шин на механическую стойкость:

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:

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				90

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (9.5.5.1.2)$$

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).

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

Если шины на изоляторах расположены плашмя, то:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (9.5.5.1.3)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 6,67 \text{ (см}^4\text{)}.$$

Тогда:

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{6,67}{10}} = 0,707$$

Принимаем пролет 0,8 м; расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Механическая система полосы – изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилия в результате механического резонанса.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^{(3)2}}{a \cdot W} \quad (9.5.5.1.4)$$

									Лист
									91
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0.8^2 \cdot 22100^2}{0.8 \cdot 13.3} = 0.509 \text{ (МПа)}.$$

где:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (9.5.5.1.5)$$

$$W = \frac{0.8 \cdot 10^2}{6} = 13.3 \text{ (см}^3\text{)}.$$

Допустимое напряжение для алюминия марки АО - $\sigma_{\text{доп}} = 82,3$ МПа.

Исходя из полученных данных делаем вывод, что шины проходят по механической прочности.

9.5.5.2 Выбор сборных шин КРУ

Сборные шины комплектуются в ячейках КРУ на заводе-изготовителе. И в данном проекте их выбор не производится.

9.5.5.3 Выбор изоляторов для наружной установки

Опорные изоляторы, выбираются:

– по номинальному напряжению: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$,

– по допустимой нагрузке: $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$,

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} \quad (9.5.5.3.1)$$

где $F_{\text{разр}}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_n \cdot 10^{-7} \quad (9.5.5.3.2)$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					92

где k_{Π} – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «плашмя».

$$k_{\Pi} = \frac{H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}}{H_{\text{из}}} \quad (9.5.5.3.3)$$

где $H_{\text{из}}$ – высота изолятора;

b и h – размеры шины.

Проходные изоляторы выбираются:

По напряжению: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, по номинальному току: $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$, по допустимой механической нагрузке: $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$.

Для проходных изоляторов расчетная сила:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_{\Pi} \cdot 10^{-7} \quad (9.5.5.3.4)$$

Выбираем опорные изоляторы И4-80 УХЗ:

Параметры изолятора: $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $F_{\text{разр}} = 4$ кН,

Размеры: - высота изолятора $H_{\text{из}} = 100$ мм,

Проверка:

1. $U_{\text{уст}} = 10$ кВ = $U_{\text{ном}} = 10$ кВ
2. Проверяем изоляторы на механическую прочность.

По формуле 2.6.5.3.1:

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 4 = 2.4 \text{ (кН)}.$$

Поправочный коэффициент определяем по формуле (9.5.5.3.3):

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$$k_{\Pi} = \frac{100 + 0,6 + \frac{8}{2}}{100} = 1,05$$

Расчетную силу определим по формуле (9.5.5.3.4):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{22100^2}{0.8} \cdot 0.8 \cdot 1.05 \cdot 10^{-7} = 87.18 \text{ (Н)}.$$

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-10/1000-750УХЛ2:

Параметры изолятора: $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $F_{\text{разр}} = 7,5$ кН.

Размеры: - длина изолятора с токопроводом – 520 мм.

Проверка:

1. $U_{\text{уст}} = 10,5$ кВ = $U_{\text{ном}} = 10$ кВ

2. Проверяем изоляторы на механическую прочность:

По формуле 2.6.5.3.1:

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 7,5 = 4.5 \text{ (кН)}.$$

Поправочный коэффициент определяем по формуле (9.5.5.3.3):

$$k_{\Pi} = \frac{100 + 0,6 + \frac{8}{2}}{100} = 1,05$$

Расчетную силу определим по формуле (9.5.5.3.4):

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					94

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{22100^2}{0.8} \cdot 0.8 \cdot 1.05 \cdot 10^{-7} = 87.18 \text{ (Н)}.$$

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

Исходя из данных проверок в качестве проходного изолятора ставим ИП-10/1000-750УХЛ2.

9.6 Выбор схемы питания собственных нужд

9.6.1 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.

При расчете мощности собственных нужд не учитывается кратковременная нагрузка. Остальная часть потребителей питаются на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей. Расчет аккумуляторных батарей будет произведен позднее. Основные нагрузки собственных нужд подстанции занесены в таблицу 39.

Определяем основные нагрузки собственных нужд подстанции. Нагрузки определяются исходя из условия обеспечения требуемой мощности всех систем и устройств приведенных в таблице 39:

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Таблица 39. Основные нагрузки собственных нужд

Вид потребителя	Мощность		Cosφ	Sinφ	Нагрузки	
	Ед., кВт·кол -во	Всего, кВт			P _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение ТРДН-32000/110/11	3,2×2	6,4	0.85	0,53	6,4	3,99
Подогрев ВГБУ-110	0,8×7	5,6	1	0	5,6	–
Подогрев ячеек КРУ	1×12	12	1	0	12	–
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 110 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					186,6	3,99

Номинальная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{186.6^2 + 3.99^2} = 186.643 \text{ (кВА)}.$$

Расчетная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot S_{\text{НОМ}} \quad (9.6.1.1)$$

$$S_{\text{расч}} = 0.8 \cdot 186.643 = 149.314 \text{ (кВА)}.$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					96

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты загрузки.

9.6.2 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. Расчет произведем по пункту 8.2.1:

$$S_T \geq \frac{149.314}{1.4} = 106.65 \text{ (кВА)}.$$

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

Параметры трансформатора сведены в таблицу 40.

Таблица 40. Параметры трансформатора ТМ–160/10

S, МВА	U_{KBC} , %	U_{KBH} , %	U_{KCH} , %	P_{K3} , кВт	P_{XX} , кВт	I_x , %	Сх. и группа соедин. обмот.
0,16	–	4,5	–	3,1	0,51	2,4	У/ЗН-11

9.6.3 Выбор схемы собственных нужд

Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально разомкнут. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями. Однако можно было поставить ограничители перенапряжения или вентильные разрядники, но вентильные разрядки уже устарели и во многом уступают ОПНам, для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Схема собственных нужд подстанции представлена на рисунке 16:

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				97

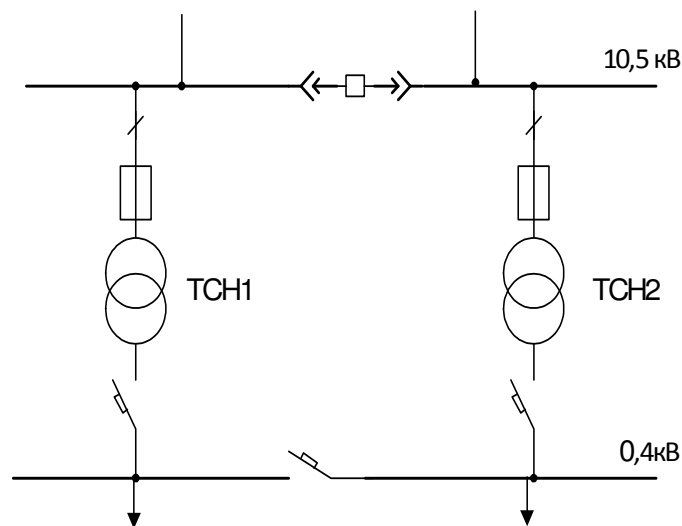


Рисунок 16 – Схема собственных нужд

9.7 Выбор аккумуляторной батареи

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей резервных особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

Емкость аккумуляторной батареи определяется длительностью питания нагрузки электродвигателей, нагрузки аварийного освещения и преобразовательных агрегатов. Номер батареи, выбранный по условию питания длительной нагрузки, должен проверяться по уровню напряжения на шинах при действии суммарной толчковой и длительной нагрузок. При этом должны учитываться пусковые характеристики одновременно включаемых электродвигателей постоянного тока и суммарные токи приводов выключателей.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					98

На подстанциях 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядноподзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда.

На подстанциях 110...220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядноподзарядных агрегата.

Расчет аккумуляторной батареи:

Число основных элементов n_0 , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{пз}}} \quad (9.7.1)$$

$$n_0 = \frac{230}{2.23} = 103 \text{ (элемента)}.$$

где $U_{\text{ш}}$ – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В);

$U_{\text{пз}}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 В).

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе $U_{\text{э}}^{\text{max}}=2,35$ В к шинам присоединяется минимальное число элементов n_{min} :

$$n_{\text{min}} = \frac{230}{2.35} = 98 \text{ (элементов)}.$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе $U_{\text{э}}^{\text{min}} = 1,75$ В, а на шинах батареи не ниже номинального ($U_{\text{шин}}^{\text{min}} = 220$ В) к шинам подключается общее число элементов n :

$$n_{\text{max}} = \frac{220}{1.75} = 125 \text{ (элементов)}.$$

К тиристорному зарядно–подзарядному агрегату присоединяется:

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					99

$$n_{эл} = n_{max} - n_{min} \quad (9.7.2)$$

$$n_{эл} = 125 - 98 = 27 \text{ (элементов).}$$

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей $I_{п}$ и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

Для аккумуляторов типа Varta типовой номер определяют по допустимому току разряда $I_{разр}$ при получасовом режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1.05 \cdot I_{ав} \quad (9.7.3)$$

где $I_{ав} = I_{п} + I_{вр}$ – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А.

Значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 110...500 кВ – 15...25 А. Временную нагрузку для подстанций 110...500 кВ можно принять равной 65...75А. Тогда в соответствии с формулой 9.7.3:

$$I_{ав} = 15 + 65 = 80 \text{ (А).}$$

$$I_{разр} \geq 1.05 \cdot 80 = 84 \text{ (А).}$$

По таблице характеристики элементов VARTA bloc (таблица 5, [6]) выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305 у которой $I_{разр} = 222,5$ А.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.маx} \quad (9.7.4)$$

где $I_{разр(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

					<i>13.03.02.2017.271.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>10</i>

$I_{т.маx} = I_{ав} + I_{пр}$ – максимальный толчковый ток;

$I_{пр}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей.

По таблице технической характеристики элегазового выключателя ВГБУ-110 ток потребления электромагнита включения и отключения - $I_{пр} = 2,3$ А.

$$I_{т.маx} = I_{ав} + I_{пр} \quad (9.7.5)$$

$$I_{т.маx} = 80 + 4.6 = 84.6 \text{ (А)}.$$

Для батареи типа Vb 2305 $I_{разр(30'')}$ составляет 650 А.

Т.е. условие выполняется, значит батарея данного типа подходит для установки на подстанции.

Выполняют проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока:

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k} \quad (9.7.6)$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин равно 5. Тогда по формуле приведенной выше:

$$I_{p(k=1)} = \frac{84.6}{5} = 16.92 \text{ (А)}.$$

По рис. 3 [6], на котором представлены кривые зависимости напряжения на аккумуляторе типа Varta с пластинами емкостью 50 и 100 А·ч соответственно от тока разряда в расчете на одну пластину k , определяем U_p .

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ				10

Для батареи типа Vb 2305 с емкостью пластины равна 50 А·ч, U_p составляет 1,8 В.

По известной величине U_p , определяют остаточное напряжение на шинах:

$$U_{\text{ост}} = U_p \cdot n \quad (9.7.7)$$

$$U_{\text{ост}} = 1.8 \cdot 125 = 225 \text{ (В)}.$$

Зная общее число последовательных элементов n , определяют отклонение напряжения, %, на аккумуляторах:

$$\frac{U_{\text{НОМ}} - U_{\text{ш}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100 \quad (9.7.8)$$

$$\frac{220 - 225}{220} \cdot 100 = -2,2 \text{ (\%)}.$$

Определение мощности подзарядного устройства:

Ток подзарядного устройства:

$$I_{\text{пз}} = 0.025 \cdot k + I_{\text{п}} \quad (9.7.9)$$

$$I_{\text{пз}} = 0.025 \cdot 5 + 15 = 15.125 \text{ (А)}.$$

Напряжение подзарядного устройства:

Для аккумуляторов типа Varta:

$$U_{\text{пз}} = 2.23 \cdot n_0 \quad (9.7.10)$$

$$U_{\text{пз}} = 2.23 \cdot 103 = 229.69 \text{ (В)}.$$

Мощность подзарядного устройства:

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					10

$$P_{\text{пз}} = U_{\text{пз}} \cdot I_{\text{пз}} \quad (9.7.11)$$

$$P_{\text{пз}} = 229.69 \cdot 15.125 = 3.47 \text{ (кВт)}.$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

Для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{\text{п}} \quad (9.7.12)$$

$$I_3 = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ (А)}.$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2.75 \cdot n_{\text{max}} \quad (9.7.13)$$

$$U_3 = 2.75 \cdot 125 = 343.75 \text{ (В)}.$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3 \quad (9.7.14)$$

$$P_3 = 40 \cdot 343.75 = 13.75 \text{ (кВт)}.$$

Выбираем подзарядное устройство ВА3П-380/260-40/80 на ток 40-80 Ампер.

9.8 Управление и сигнализация на подстанции

Данная подстанция является достаточно мощной и крупной, поэтому принимаем структуру управления с постоянным дежурным персоналом. Эта структура управления подразумевает наличие на подстанции главного щита управления, откуда дежурный персонал осуществляет управление подстанцией. Щит управления выполняется из стандартных панелей и может

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

быть той или иной формы (прямолинейная, Г-образная, полукруглая и т. д.). На щите управления монтируются панели сигнализации, информирующие дежурный персонал о положении тех или иных аппаратов, состоянии цепей, и панели управления с ключами управления, позволяющие производить дистанционно отключения и включения аппаратов. В помещении щита управления устанавливаются так же панели релейной защиты. Питание оперативных цепей ведется от аккумуляторных батарей, которые так же расположены в здании подстанции, батареи заряжаются от специального агрегата типа ВЗП. Аккумуляторная батарея проектируемой подстанции находится в режиме постоянного подзаряда.

					<i>13.03.02.2017.271.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>10</i>

10 ГРОЗОЗАЩИТА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

10.1 Расстановка молниеотводов

Для защиты сооружений и зданий от прямых ударов молнии используются тросовые или стержневые молниеотводы. Тросовые молниеотводы используются для защиты линий электропередач. Для защиты зданий и сооружений, а именно открытых распределительных устройств электрических станций и подстанций используются стержневые молниеотводы.

Согласно рекомендаций по размещению молниеотводов на ОРУ [3] в целях экономии и упрощения, молниеотводы целесообразно размещать на уже имеющихся сооружениях, в нашем случае осветительные вышки и линейные порталы. При этом молниеотводы оказываются присоединенными к общему контуру заземления, что является негативным фактором. Ток молнии стекая в землю создает на сопротивлении заземлителя и индуктивности протяженного токоотвода потенциал, который может привести к обратному перекрытию гирлянды изоляторов, расположенных на портале.

Разработка защиты от прямых ударов молнии является сложной задачей, решаемой при проектировании станций и подстанций согласно руководящих указаний и документов. Однако в данной выпускной квалификационной работе ограничимся рассмотрением одного из важнейших вопросов, а именно расстановки молниеотводов и расчета их зон защиты, в которых должны располагаться все защищаемые объекты.

Примем высоту молниеотводов $h=19$ метров, а надежность защиты равной 0,9. Расстановку будем производить на линейных порталах и осветительных вышках. Работа по защите подстанции от ПУМ производилась в программе Flashprot, и схема представлена на рисунке 17.

					<i>13.03.02.2017.271.00 ПЗ</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

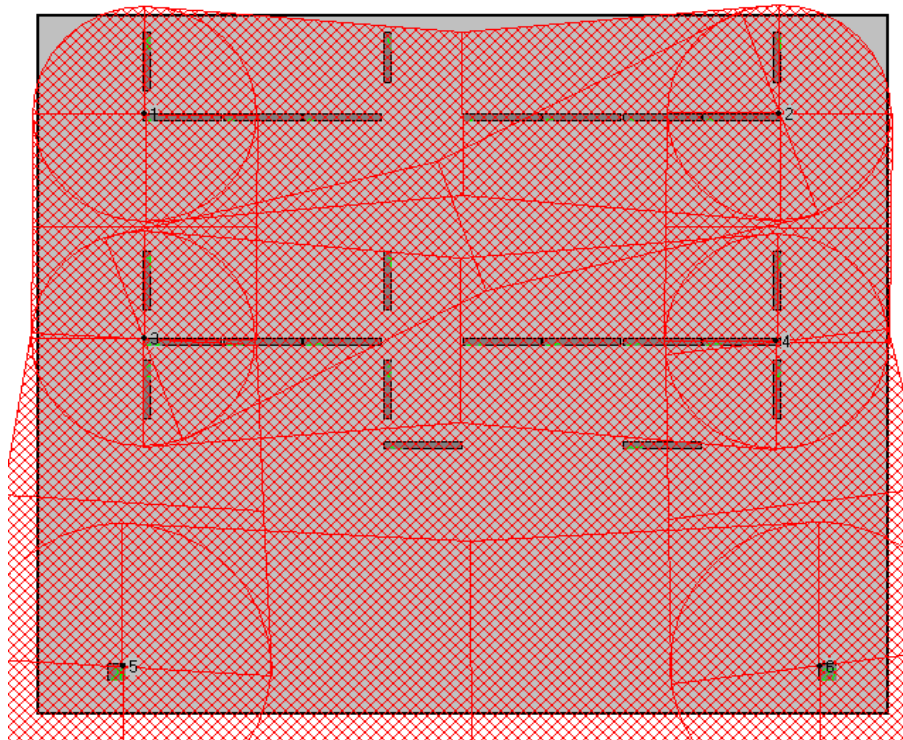


Рисунок 17 – Схема расстановки молниеотводов на подстанции для надежности 0.9

На линиях входящих на подстанцию предусмотрен грозозащитный трос. Т.к в данном случае имеется по одной двухцепной транзитной и питающей линии, то на каждой цепи имеется грозозащитный трос.

Согласно рисунку 17 все объекты входят в зону защиты молниеотводов и как указывалось выше линии оснащены грозозащитным тросом, а следовательно защиты подстанции от прямых ударов молнии обеспечена.

10.2 Выбор ограничителей перенапряжения

ОПН, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования линий и подстанций, повышения надежности работы объекта защиты, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения. Поэтому выбор его должен быть тщательно взвешен и обоснован. Выбор ОПН должен выполняться в два этапа, а именно

						13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			10

предварительный выбор и окончательный выбор после определения влияющих факторов.

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

Определим расчетную величину длительного напряжения на ограничителе 110 кВ установленного в цепи трансформатора ТРДН-32000/110/10:

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{U_{\text{нр}}}{\sqrt{3}} \quad (10.2.1)$$

где $U_{\text{нро}}$ – длительно допустимое напряжение приложенное к ОПН;

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

Тогда длительно допустимое напряжение на ОПН:

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{126.5}{\sqrt{3}} = 74.4 \text{ (кВ)}.$$

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

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

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

Расчетные и каталожные данные ОПН сведены в таблицу 41:

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					10

Таблица 41. Расчетные и каталожные данные ОПН

Расчетные данные	ОПН–П–110/550/77/10 – Ш(IV) – УХЛ1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$U_{нро} = 74.4$ кВ	$U_{нро} = 77$ кВ
$I_k = 300...500$ А	$I_k = 550$ А
$W_{уд} = 2,5...3$ кДж/кВ	$W_{уд} = 3,1$ кДж/кВ

В нейтрале трансформатора в нормальном режиме напряжение частотой 50 Гц ближе к нулю. Однако при несимметричных к.з. в течении 0,15–0,2 секунд напряжение может повышаться до фазного, то есть до 74.4 кВ. Тогда согласно рисунка 2.15 из каталога ОАО позитрон для $t=0,2$ секунд $K_B=1,43$ поэтому для ОПН, устанавливаемого в нейтрали:

$$U_{нро} \geq \frac{U_{нр}}{\sqrt{3} \cdot K_B} \quad (10.2.2)$$

$$U_{нро} \geq \frac{126.5}{\sqrt{3} \cdot 1.43} = 52.03 \text{ (кВ)}.$$

К установке примем ОПН–Н–110/56/10/550 – УХЛ1. Расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 42.

Таблица 42. Расчетные и каталожные данные ОПН в нейтрале трансформатора

Расчетные данные	ОПН–Н–110/56/10/550– УХЛ1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$U_{нро} = 52,03$ кВ	$U_{нро} = 56$ кВ
$I_k = 300...500$ А	$I_k = 550$ А
$W_{уд} = 2,5...3$ кДж/кВ	$W_{уд} = 3,1$ кДж/кВ

Выбор ОПН в ячейку КРУ выбирается согласно методике приведенной выше.

По формуле (10.2.1) рассчитаем длительно допустимое приложенное напряжение:

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{12}{\sqrt{3}} = 7.058 \text{ (кВ)}.$$

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

Вторым параметром по которому выбирается ОПН является удельная энергоемкость $W_{\text{уд}}$ (кДж/кВ), которую можно определить по амплитуде прямоугольного тока длительностью 2000 микросекунд. Для класса напряжения 10 кВ амплитуда прямоугольного тока составляет от 200 до 500 Ампер чему соответствует энергоемкость до 2 кДж/кВ.

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

Расчетные и каталожные данные ОПН сведены в таблицу 43:

Таблица 43. Расчетные и каталожные данные ОПН

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

11 РАСЧЕТ ГРОЗОУПОРНОСТИ НОВЫХ ЛЭП

Причины грозовых отключений ЛЭП с тросами:

- Молния прорвалась через тросовую защиту и привела к поражению провода с последующим перекрытием гирлянды изоляторов.
- Молния попала в трос.
- Удар молнии в опору и обратное перекрытие гирлянды изоляторов с опоры на провод.

Новые ЛЭП двухцепные, на них установлен изолятор 8×ПС6–А с пятидесятипроцентным разрядным напряжением $U_{50\%}=650$ кВ.

Рассмотрим распределение ударов молнии по расчетным случаям:

$$N_{уд} = 1.2 \cdot h_T \quad (11.1)$$

где h_T – высота подвеса троса принимаемая 25 метров.

$$N_{уд} = 1.2 \cdot 25 = 30$$

Распределение ударов молнии по первому расчетному случаю:

$$N_{уд1} = P_\alpha \cdot h_T \quad (11.2)$$

где P_α – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту, определяется как:

$$\lg P_\alpha = \alpha \cdot \frac{\sqrt{h_{оп}}}{90} - 4 \quad (11.3)$$

где $h_{оп}$ – высота опоры принимаемая 30 метров;

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					11

α – крутизна фронта волны перенапряжения.

Тогда согласно формуле вероятность прорыва сквозь тросовую защиту:

$$\lg P_{\alpha} = 31.271 \cdot \frac{\sqrt{30}}{90} - 4 = -2.097$$

Откуда $P_{\alpha} = 0.008$.

Тогда соответственно по формуле (11.2):

$$N_{уд1} = 0.008 \cdot 25 = 0.2$$

Для второго расчетного случая:

$$N_{уд2} = (1 - P_{\alpha}) \cdot N_{уд} \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{оп}}{l_{пролета}}\right) \quad (11.4)$$

$$N_{уд2} = (1 - 0.008) \cdot 30 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 30}{200}\right) = 11.904$$

Для третьего расчетного случая:

$$N_{уд3} = (1 - P_{\alpha}) \cdot N_{уд} \cdot \frac{4 \cdot h_{оп}}{l_{пролета}} \quad (11.5)$$

$$N_{уд3} = (1 - 0.008) \cdot 30 \cdot \frac{4 \cdot 30}{200} = 17.856$$

Для каждого из расчетных случаев определим число отключений:

$$N_{откл} = N_{уд} \cdot P_{пер.из} \cdot \eta \cdot (1 - P_{АПВ}) \quad (11.6)$$

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					11

Для определения числа отключений требуется рассчитать вероятность перекрытия изоляции:

$$P_{\text{пер.из}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}} \quad (11.7)$$

В данной формуле есть критическая величина тока определяемая как:

$$I_{\text{кр}} = \frac{U_{50\%}}{R_{\text{н}} + \partial \cdot h_{\text{оп}}} \quad (11.8)$$

где $R_{\text{н}}$ – сопротивление заземления для данного типа грунта принимаем равным 10 Ом;

∂ – коэффициент учитывающий количество тросов, т.к. линии двухцепные принимаем равным 0,15.

$$I_{\text{кр}} = \frac{650}{10 + 0.15 \cdot 30} = 44.828 \text{ (кА)}.$$

Тогда вероятность перекрытия изоляции:

$$P_{\text{пер.из}} = e^{-0,04 \cdot 44.828} = 0.166$$

Вероятность срабатывания АПВ $P_{\text{АПВ}}$ примем равным 0,8.

Для каждого из расчетных случаев по формуле (11.6) определим число отключений:

$$N_{\text{откл1}} = 0.2 \cdot 0.166 \cdot 0.7 \cdot (1 - 0.8) = 0.00465$$

$$N_{\text{откл2}} = 11.904 \cdot 0.166 \cdot 0.7 \cdot (1 - 0.8) = 0.277$$

$$N_{\text{откл3}} = 17.856 \cdot 0.166 \cdot 0.7 \cdot (1 - 0.8) = 0.41$$

					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Суммарное число отключений найдем по формуле:

$$N_{\text{откл}} = N_{\text{откл1}} + N_{\text{откл2}} + N_{\text{откл3}} \quad (11.9)$$
$$N_{\text{откл}} = 0.00465 + 0.277 + 0.41 = 0.692$$

Т.к общее число отключений меньше единицы следовательно, грозоупорность линий достаточна, поэтому не следует применять дополнительных средств защиты.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ					11

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены варианты развития сетевого района 220/110 кВ, произведён выбор наиболее рационального варианта развития. Выбор наилучшего варианта сети выполнен на основе сравнения приведённых затрат.

При разработке проекта, произведена реконструкция линий 10, 13, 22, а именно на линиях 10 и 13 произведена установка второй цепи с проводом АС–150/24, а на линии 22 произведена замена провода АС–95/16 на АС–120/19. Следует отметить, что была произведена установка СТАТКОМов на трех подстанциях, а именно на подстанциях 3, 6, 17, что позволило уменьшить перетоки реактивной мощности по сети, а следовательно и уменьшить потери. В аварийном режиме установка СТАТКОМов позволила установить напряжения на подстанциях с допустимыми отклонениями.

На подключаемой подстанции произведен выбор оборудования и разработано ее конструктивное исполнение. Также была выполнена защита подстанции как от прямых ударов молнии, так и от грозových и коммутационных перенапряжений. Расчет грозоупорности новых ЛЭП показал, установка на линии дополнительных защитных устройств не требуется.

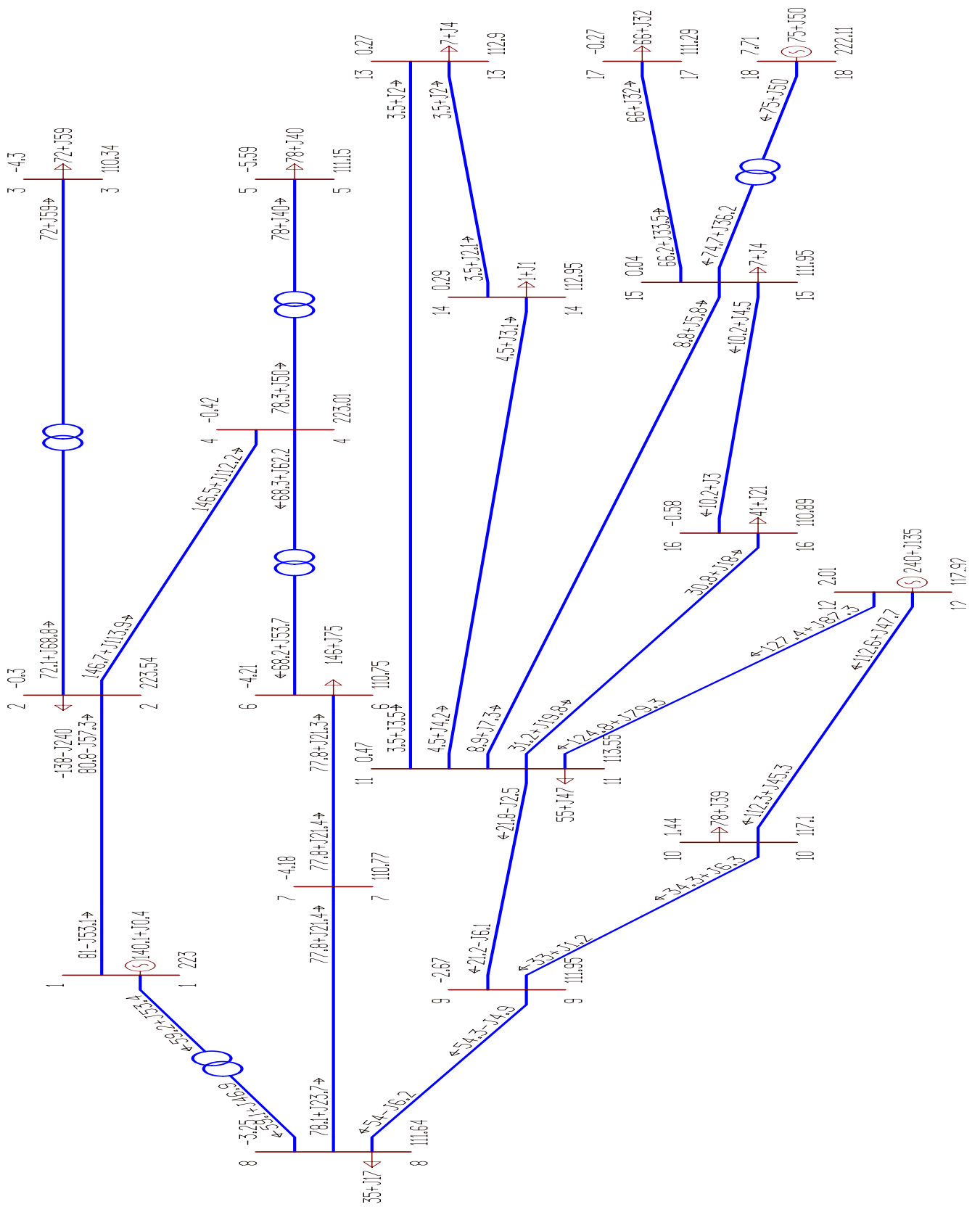
					<i>13.03.02.2017.271.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1) Комиссарова Е.Д. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие к курсовой работе.– Челябинск: Изд. ЮУрГУ, 2009. – 45 с.
- 2) Коржов А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие по курсовому проектированию.– Москва: Изд. ЭНАС, 2012. – 71 с.
- 3) Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей.– Челябинск: Изд. ЮУрГУ, 2012. – 371 с.
- 4) Электрическая часть электростанций и подстанций (справочные материалы) / Под ред. Б.Н. Неклепаева - М.: Энергоатомиздат, 1989. –640 с.
- 5) Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.-3-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 6) Гайсаров Р. В., Лисовская И. Т. Выбор электрической аппаратуры аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: ЮУрГУ, 2002. – 59 с.
- 7) Сенигов П.Н. Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях: Учебное пособие к курсовой работе. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 56 с.
- 8) 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. – 46 с.
- 9) Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750 кВ. М.: Энергия, 1977.– 464 с.
- 10) Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для ВУЗов / Под ред. А.А. Васильева. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 551 с.
- 11) Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6–750 кВ. Изд Политехнический университет, 2009. – 92 с.

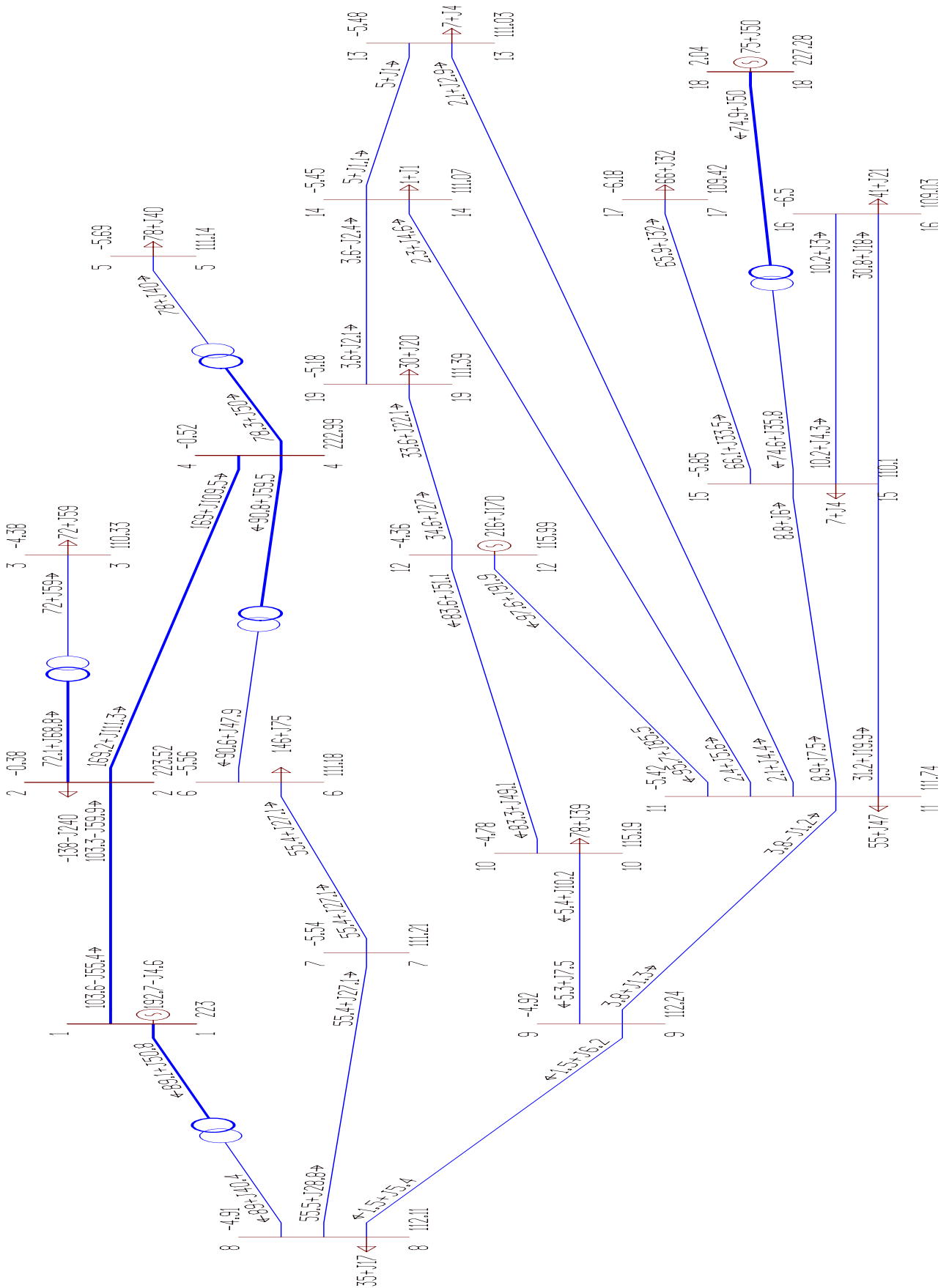
					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

ПРИЛОЖЕНИЕ А

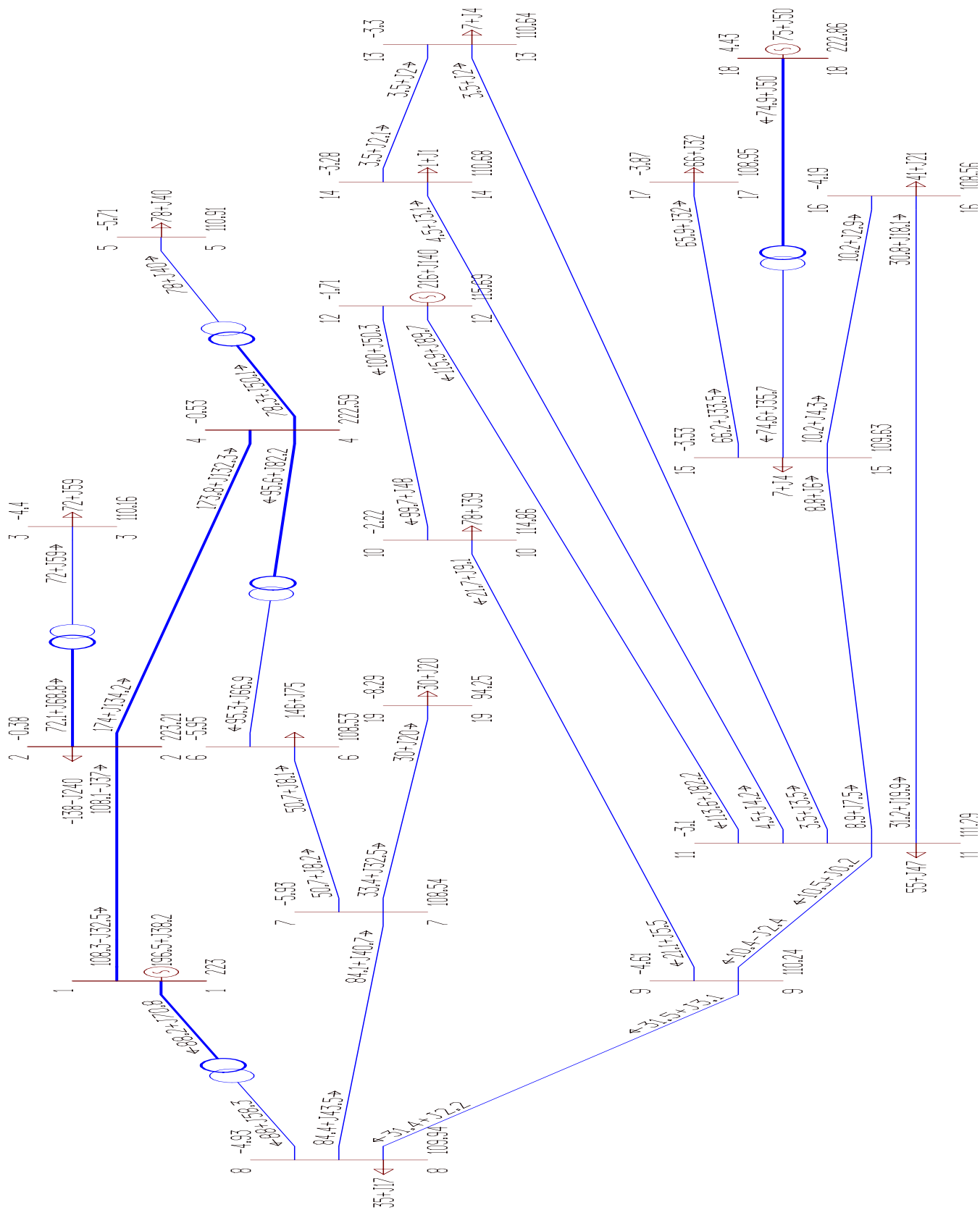


					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

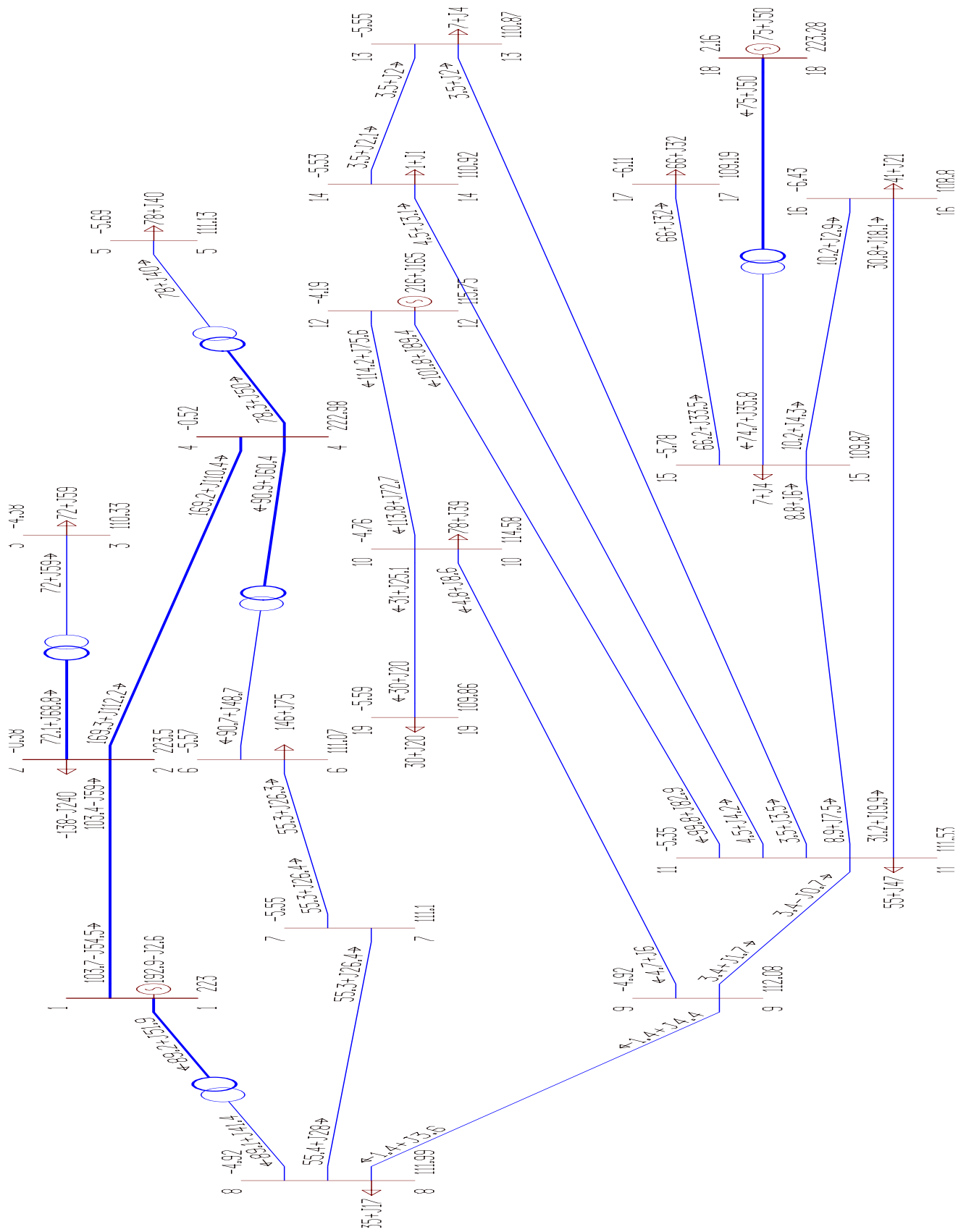


ПРИЛОЖЕНИЕ В



Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
						11

ПРИЛОЖЕНИЕ Г



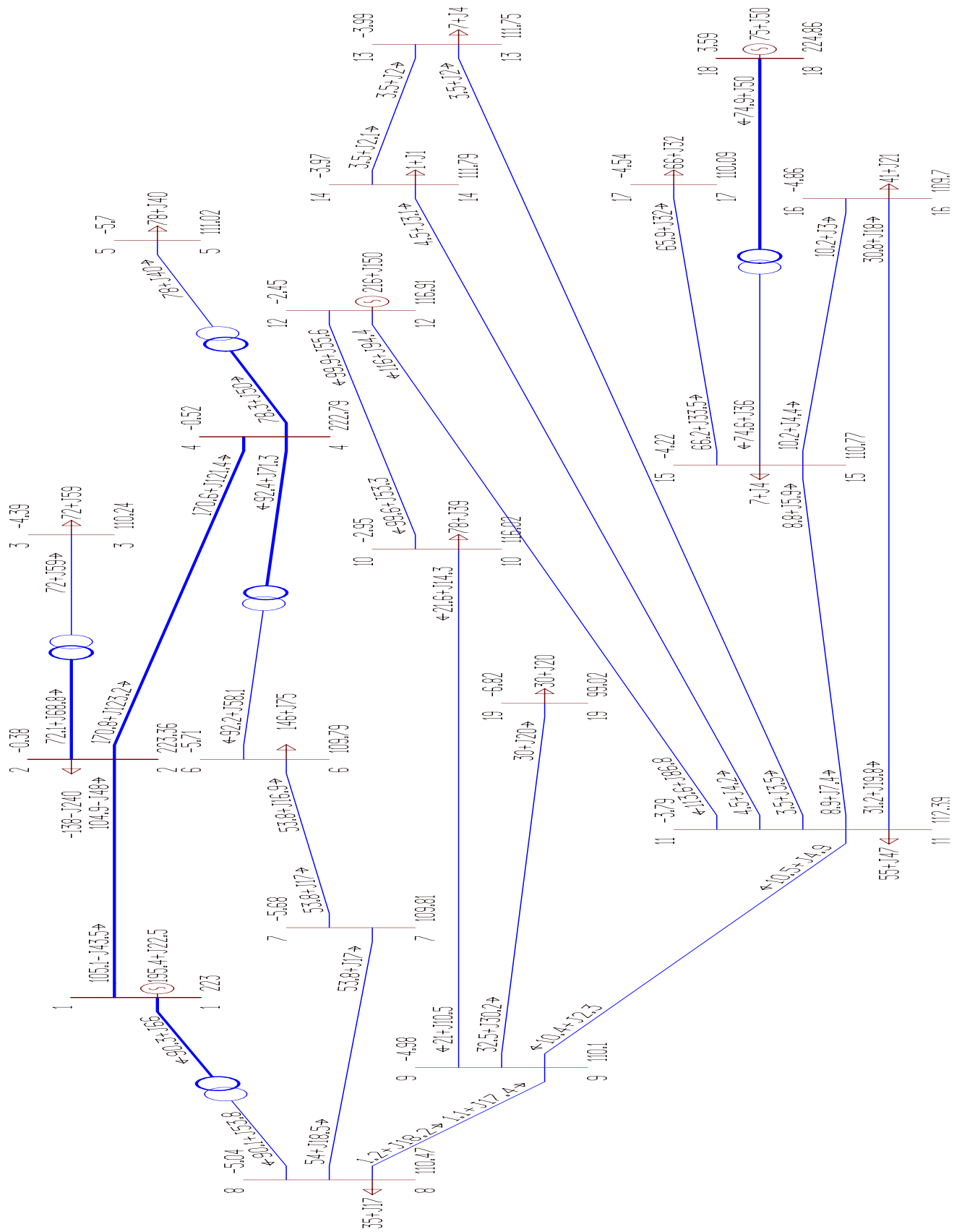
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.271.00 ПЗ

Лист

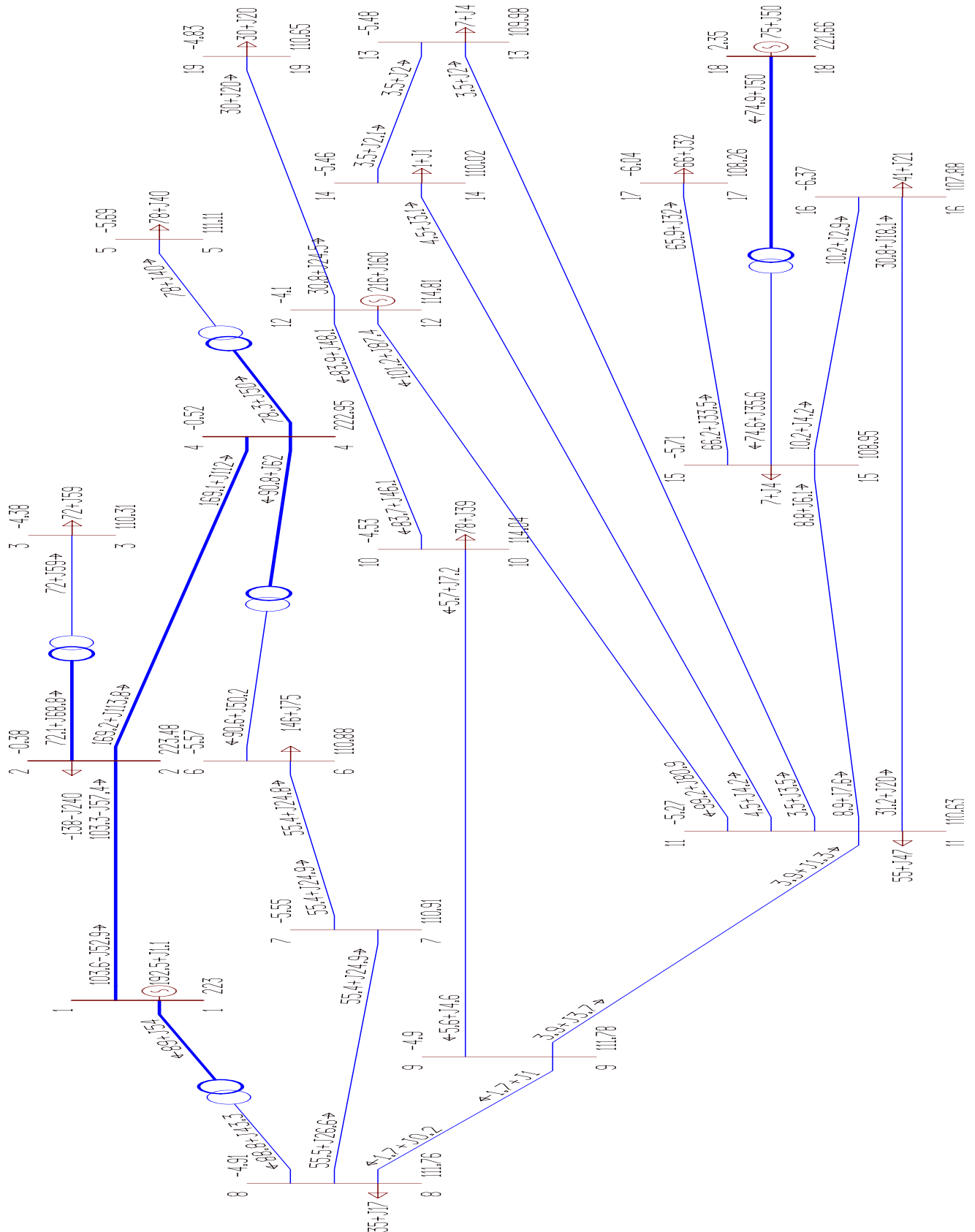
11

ПРИЛОЖЕНИЕ Д



Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
						12

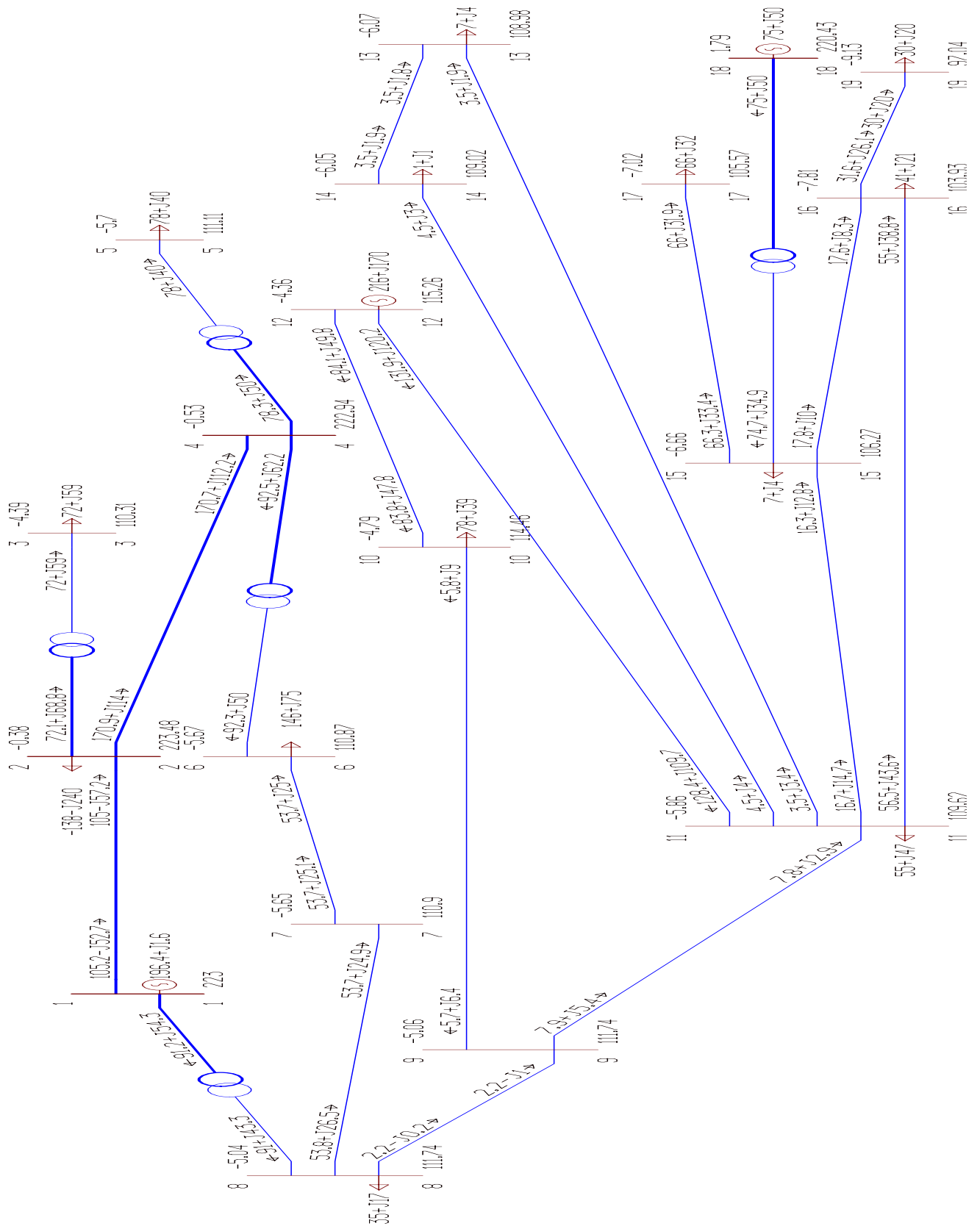
ПРИЛОЖЕНИЕ Е



Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.271.00 ПЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

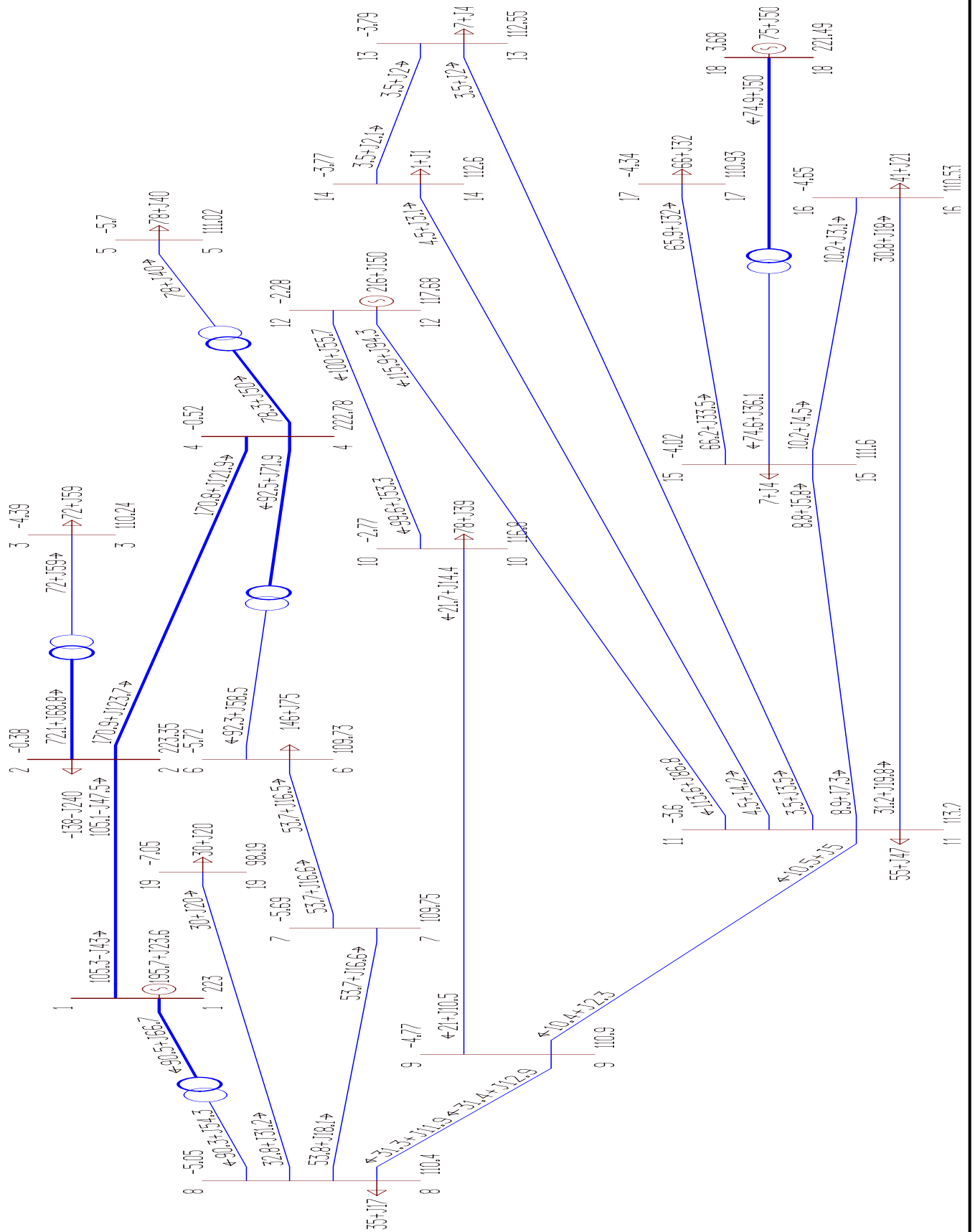


13.03.02.2017.271.00 ПЗ

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Лист
12

ПРИЛОЖЕНИЕ 3



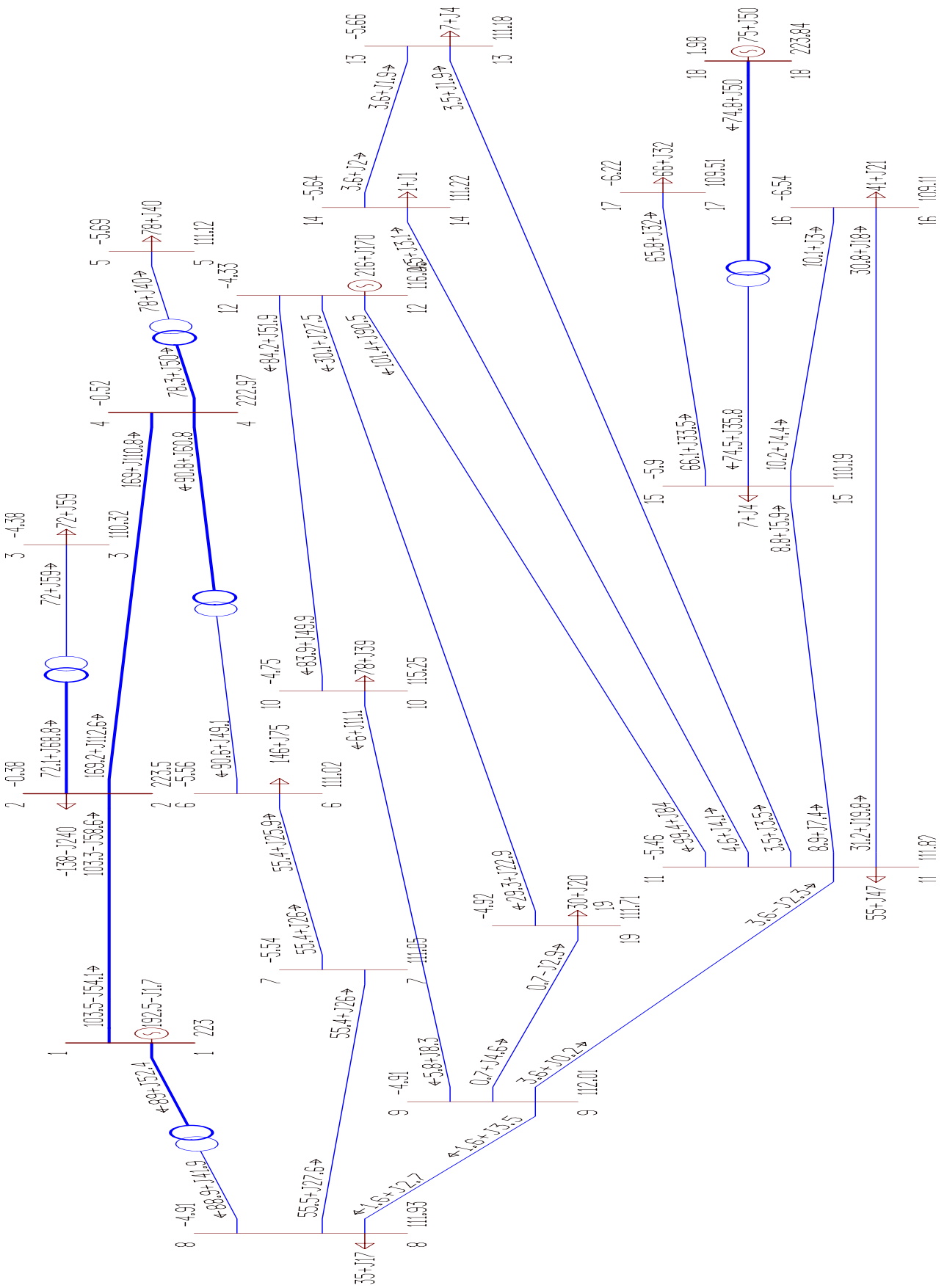
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.271.00 ПЗ

Лист

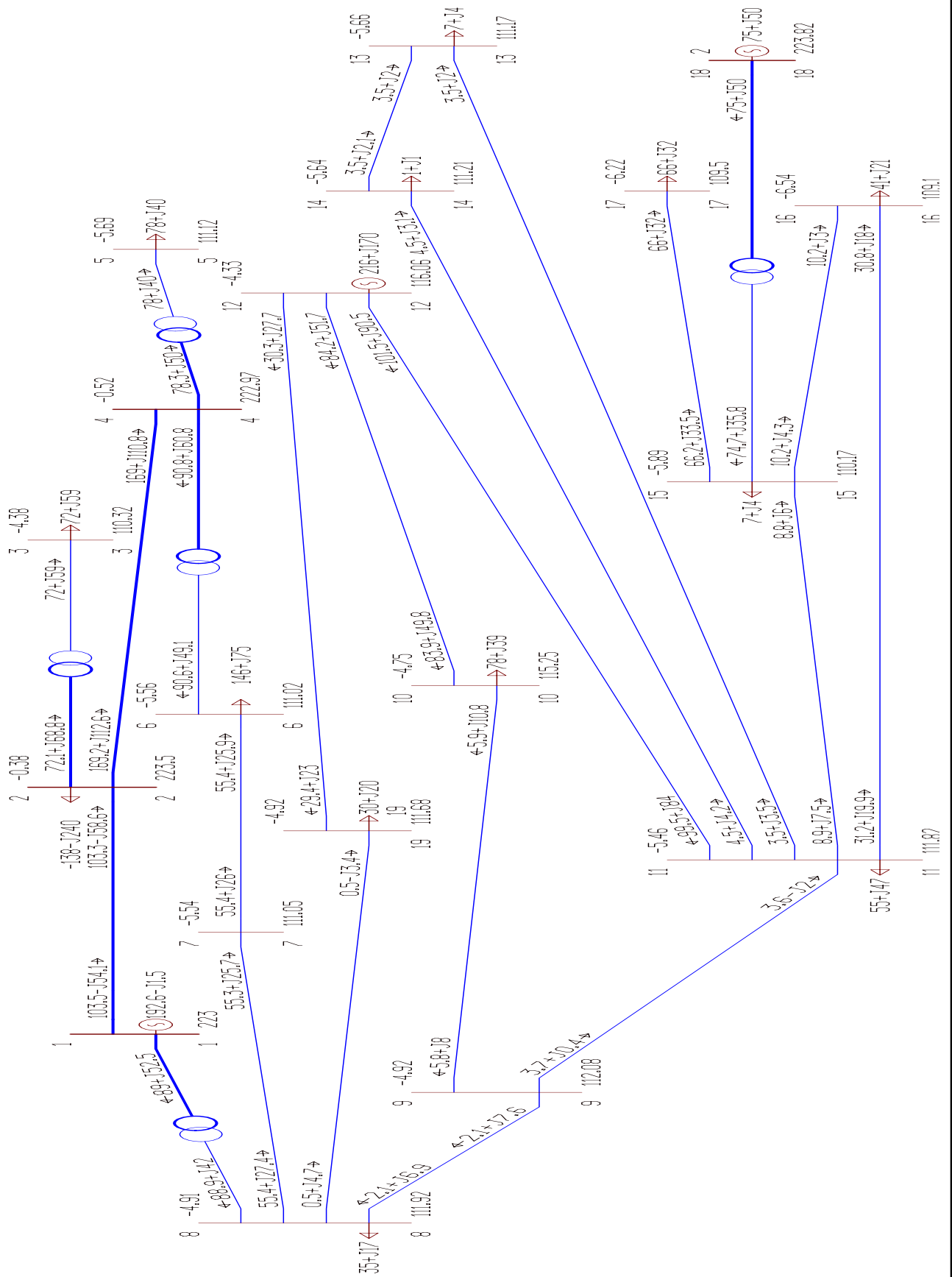
12

ПРИЛОЖЕНИЕ И

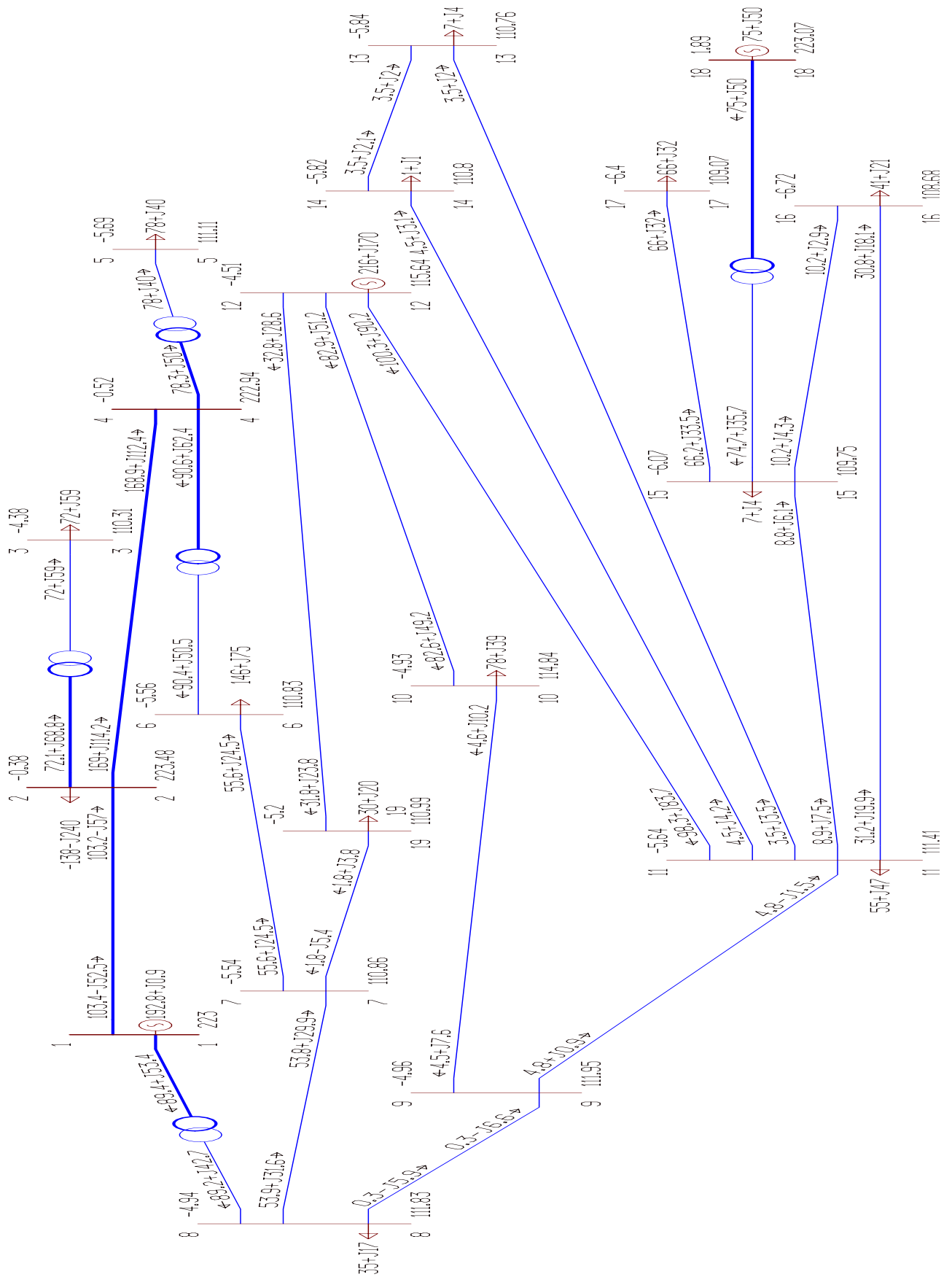


					13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

ПРИЛОЖЕНИЕ К

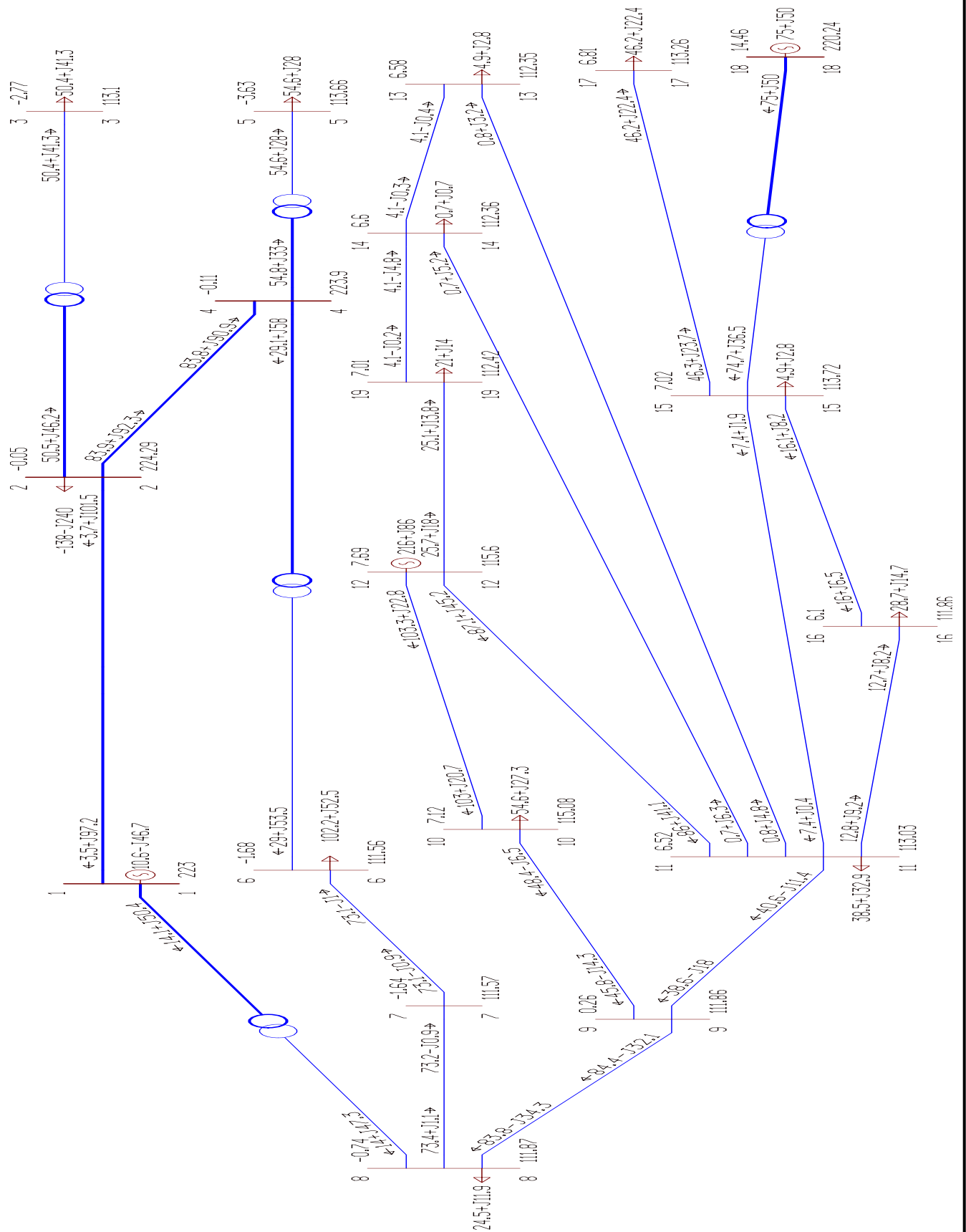


ПРИЛОЖЕНИЕ Л



Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
						12

ПРИЛОЖЕНИЕ Н



Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.271.00 ПЗ	Лист
						12

ПРИЛОЖЕНИЕ О

