

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Институт «Политехнический»  
Факультет «Заочный»  
Кафедра «Электрические станции сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, главный энергетик ЛВЧД-1

\_\_\_\_\_/А.И. Прохоренко/

\_\_\_\_\_  
2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/

\_\_\_\_\_  
2017 г.

Развитие электрической сети 110кВ с подключением  
подстанции «Индустриальная» 110/10 кВ  
ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ЮУрГУ–ПЗ-571.13.04.02.2017.ВКР

Руководитель работы, доцент

\_\_\_\_\_/К.Е. Горшков/

\_\_\_\_\_  
2017 г.

Автор проекта

студент группы ПЗ-571

\_\_\_\_\_/Р.А. Атангулова/

\_\_\_\_\_  
2017 г.

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_/К.Е. Горшков/

\_\_\_\_\_  
2017 г.

Челябинск 2017 г.





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

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
(подпись студента)



## АННОТАЦИЯ

Атангулова Р.А. Развитие электрической сети 110 кВ с подключением подстанции «Индустриальная» 110/10 кВ – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-571, 73 с, 21 ил., 44табл., библиогр. список – 11 наим., 5 л. плакатов ф. А-1.

В данной квалификационной работе были произведёны расчёты и анализ существующей сети Нижневартовского энергорайона. Выполнены расчёты минимального и максимального режимов сети. Рассчитаны аварийные режимы.

Произведено подключение новой подстанции «Индустриальная». Рассчитаны и выбраны параметры оборудования подстанции.

В специальном вопросе я рассмотрела молниезащиту.

					<b>ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Атангулова</i>			<i>Развитие электрической сети 110кВ с подключением подстанции "Индустриальная" 110/10</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>					6	66
<i>Реценз.</i>		<i>Прохоренко</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра «ЭС-</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Кирпичникова</i>						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАЙОНА	10
1.1 Исходные данные существующей сети	10
1.2. Характеристика существующей электросети	12
1.3. Баланс активных и реактивных мощностей	13
1.3.1. Баланс активных мощностей	13
1.3.2. Баланс реактивных мощностей	14
1.4. Расчёт и анализ режимов сети	15
1.5 Расчёт и анализ текущего режима сети	16
1.6 Расчёт и анализ минимального режима сети	19
1.7 Расчёт и анализ максимального режима сети	22
1.8 Расчёт и анализ сети в аварийном режиме	25
1.8.1 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Мачтовая – Варьеган	25
1.8.2 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Радужная – Варьеган	28
1.8.3 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Спутник – Мираж	31
1.8.4 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Спутник – Меридиан	34
2 ПОДКЛЮЧЕНИЕ НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ	37
2.1 Расчёт и анализ сети подключения подстанции	38
3 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ «ИНДУСТРИАЛЬНАЯ» 110/10 кВ	41
3.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей	41
3.2 Выбор силовых трансформаторов	42
3.3 Расчет токов короткого замыкания	44

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

3.4 Расчетные токи	47
3.4.1 Нормальный режим	47
3.4.2 Утяжеленный режим	48
3.5 Выбор схемы РУ	49
3.5.1 Выбор схемы РУВН	50
3.5.2 Выбор схемы РУНН	50
3.6 Выбор контрольно-измерительных приборов	51
3.7 Оборудование РУВН	51
3.7.1 Выключатели и разъединители	51
3.7.2 Трансформаторы тока	53
3.7.3 Трансформаторы напряжения	54
3.7.4 Токоведущие части	55
3.7.5 Ограничители перенапряжений	57
3.8 Оборудование РУНН	58
3.8.1 Выключатели и разъединители	58
3.8.2 Трансформаторы тока	60
3.8.3 Трансформаторы напряжения	62
3.8.4 Токоведущие части	62
4	64
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	66

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетического комплекса и электрификации в значительной мере определяет уровень развития различных отраслей страны. В связи с ростом потребностей в электричестве потребителей, требуется построение новых точек поставки электричества в тех местах и районах, где непосредственно возможно довести новые мощности до потребителей нагрузки.

Для покрытия возросшей нагрузки проводится расчёт и анализ режимов существующей сети. Рассматривается подключение новой подстанции 110/10 кВ. Это обуславливает необходимость развития электрической сети, которая является важнейшим элементом системы производства, передачи и потребления электрической энергии.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9



Таблица 1.1–Данные нагрузок в сети

№ узла	Название узла	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВар.
0	Спутник(БУ)	0	0
1	Меридиан	37,18	23,05
2	Узловая	48,79	30,23
3	Мачтовая	-37,14	-23,02
4	Пламя	38,08	23,60
5	Варьеган	-74,37	-46,10
6	Радужная	70,29	43,57
7	Светлая	-49,55	-30,71
8	Мираж	56,44	34,97

Таблица 1.2–Параметры линий сети.

№ ветви	Название ветви	№ <sub>н</sub>	№ <sub>к</sub>	Марка провода	U, кВ	Длина ЛЭП, км	I <sub>доп</sub> , А
1	Спутник - Меридиан	0	1	2хАС 240/32	110	4,05	610
2	Меридиан - Узловая	1	2	2хАС 240/32	110	11,12	610
3	Мачтовая - Узловая	3	2	2хАС 240/32	110	17,93	610
4	Мачтовая - Пламя	3	4	АС 185/29	110	13,42	510
5	Мачтовая - Варьеган	3	5	АС 185/29	110	18,12	510
6	Варьеган - Пламя	5	4	2хАС 150/24	110	4,72	450
7	Варьеган - Радужная	5	6	2хАС 185/29	110	7,05	510
8	Светлая - Радужная	7	6	2хАС 150/24	110	7,27	450
9	Светлая - Мираж	7	8	2хАС 150/24	110	15,32	450
10	Спутник - Мираж	0	8	2хАС 150/24	110	18,02	450

## 1.2. Характеристика существующей электросети

Существующая сеть состоит из трех источников - питающие подстанции. Недостающая мощность поступает из соседней системы через балансирующий узел, тем самым, обеспечивая баланс мощности в сети.

Все подстанции существующей сети двух трансформаторные, обеспечивая надёжность потребителей, так как потребители в сети в основном второй и третьей категории.

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв которых в электроснабжении приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать питанием от двух независимых источников, взаимно резервирующих друг друга, для них допустимы перерывы на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной линии, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Допускается питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату. При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившего трансформатора за время не более 1 сут. допускается питание от одного трансформатора.

Электроприемники III категории – для этих электроприемников электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта и замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут. Так же для увеличения надежности источники связаны с потребителями подстанций в основном кольцевыми схемами, а радиальные – выполнены двухцепными линиями.

					<b>ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

### 1.3. Баланс активных и реактивных мощностей

#### 1.3.1. Баланс активных мощностей

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

$$\sum P_{\Sigma} = \sum P_n, \quad (1)$$

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

$\sum P_n$  – суммарное потребление мощности.

При неизменном составе нагрузок системы потребляемая ими мощность связана с частотой переменного тока. При нарушении исходного баланса частота принимает новое значение. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание обуславливает рост частоты.

Причинами нарушения баланса мощности могут быть: а) аварийное отключение генератора; б) неожиданный (неплановый, не предусмотренный расчетами) рост потребления мощности, например увеличение потребления мощности электронагревателями в результате сильного снижения температуры; в) аварийное отключение линий или трансформаторов связи.

Заметим, что баланс активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе либо потребляет ее при избытке. В данном случае таким узлом является подстанция Космос.

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей –  $\sum P_n$ , собственных нужд (с.н.) электрических станций –  $\sum P_{сн}$ , потерь мощности в линиях –  $\sum \Delta P_l$  и трансформаторах –  $\sum \Delta P_m$ :

$$\sum P_n = \sum P_n + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_l + \sum \Delta P_m. \quad (2)$$

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2...3%, в трансформаторах 1,2...1,5% от мощности всех нагрузок, расход активной мощности на с.н. приближенно оценивается 4...8% от установленной мощности генераторов электростанции [1].

### 1.3.2. Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_2 + \sum Q_3 \pm Q_{ку} \pm Q_c = \sum Q_n, \quad (3)$$

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

$\sum Q_3$  – мощность, генерируемая линиями (зарядная);

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

$Q_c$  – величина обменной реактивной мощности, определяется договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы  $tg\phi_c$

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 -  $\sum \Delta Q_m$ .

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

#### 1.4. Расчёт и анализ режимов сети

С помощью учебной программы NetWorks, проведём расчёт и анализ заданной существующей сети в минимальном, максимальном и аварийном режимах.

Линии и другие элементы электрической сети представляются в расчётах своими схемами замещения, состоящими из ветвей с сопротивлениями и проводимостями. Все шины электрических станций и подстанций являются узловыми точками сети.

Расчёт электрических сетей основан на решении системы узловых уравнений для сети. Однако их прямое решение связано с трудоёмкой задачей обращения матриц ввиду нелинейности уравнений, поэтому в программе реализован итерационный расчёт режимов на базе метода Ньютона, который сводится к последовательной замене нелинейной системы уравнений некоторой линейной системой. Расчёт сети заключается в определении узловых напряжений. Для получения информации о загрузке линий, а также для проверки достоверности полученных результатов, наглядно выводится распределение активных и реактивных мощностей сети.

Исходными данными для расчёта являются структурная схема исследуемой сети, значения параметров пассивных элементов (сопротивления, проводимости), а также значения параметров активных элементов, которые вводятся в расчёт постоянными значениями активной мощности и реактивной мощности, либо активной мощности и модуля напряжения. Кроме того, для одного из источников, называемого базисным узлом, задаётся напряжения на шинах, постоянное по модулю и фазе. Нагрузки представляются активными и реактивными мощностями. Кроме того, есть возможность расчёта сети при фиксированном модуле напряжения в одном и более узлах и неопределённой реактивной мощности, а также расчёт с учётом статических характеристик нагрузок

### 1.5. Расчёт и анализ текущего режима сети

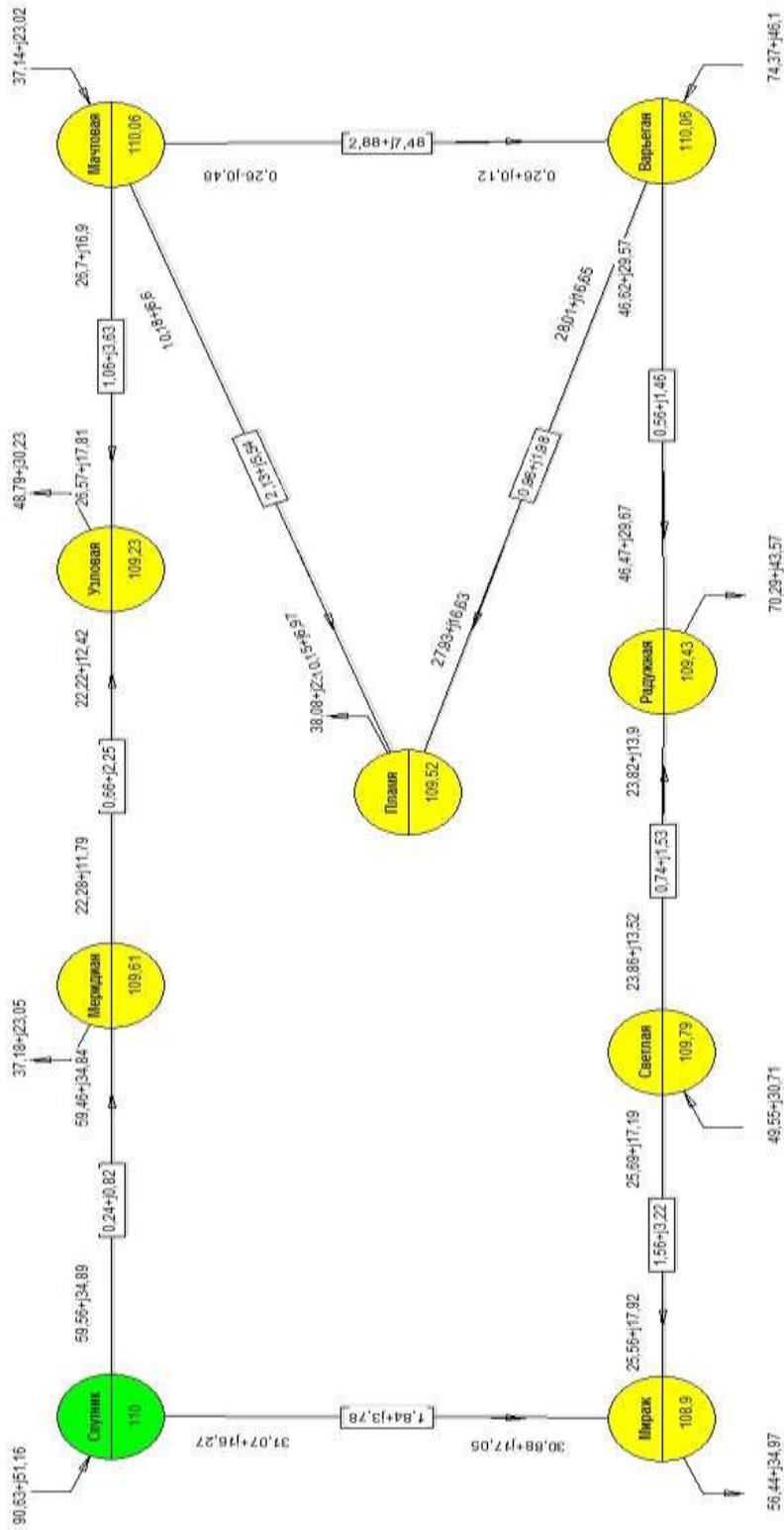


Рисунок 1.5.1 – Карта электрической сети в текущем режиме (соответствует формату А1)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 1.5.1 – Анализ расчёта узлов в текущем режиме

№ узла	Название узла	Тип	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	P <sub>н</sub> , МВт.	Q <sub>н</sub> , МВар.
0	Спутник(БУ)	Базисный	110	110	-90,63	-51,16
1	Меридиан	Обычный	110	109,61	37,18	23,05
2	Узловая	Обычный	110	109,23	48,79	30,23
3	Мачтовая	Обычный	110	110,06	-37,14	-23,02
4	Пламя	Обычный	110	109,52	38,08	23,6
5	Варьеган	Обычный	110	110,06	-74,37	-46,1
6	Радужная	Обычный	110	109,43	70,29	43,57
7	Светлая	Обычный	110	109,79	-49,55	-30,71
8	Мираж	Обычный	110	108,9	56,44	34,97

Таблица 1.5.2 – Анализ расчёта сети в текущем режиме

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	I <sub>доп</sub> , А	i, А/мм <sup>2</sup>
1	Спутник-Меридиан	2хАС 240/32	4,05	181,33	610	0,756
2	Меридиан-Узловая	2хАС 240/32	11,12	66,83	610	0,278
3	Мачтовая-Узловая	2хАС 240/32	17,93	83,71	610	0,349
4	Мачтовая-Пламя	АС 185/29	13,42	64,28	510	0,347
5	Мачтовая-Варьеган	АС 185/29	18,12	1,65	510	0,009
6	Варьеган-Пламя	АС 150/24	4,72	171,13	450	1,141
7	Варьеган-Радужная	2хАС 185/29	7,05	145,12	510	0,784
8	Светлая-Радужная	2хАС 150/24	7,27	72,43	450	0,483
9	Светлая-Мираж	2хАС 150/24	15,32	82,01	450	0,547
10	Спутник-Мираж	2хАС 150/24	18,02	92,77	450	0,618

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

17

Суммарные потери активной мощности (P): 0,911 МВт.

Потери в ЛЭП: 0,911 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 0,834 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,077 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -4,427 МВАр.

Потери в ЛЭП: -4,427 МВАр:

- индуктивные: 2,107 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -6,534 МВАр.

Таблица 1.5.3 Анализ расчёта ветвей в текущем режиме

№ ветви	Название ветви	Тип	№ <sub>н</sub>	№ <sub>к</sub>	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Спутник- Меридиан	ЛЭП	0	1	59,56	34,89	0,24	0,82
2	Меридиан- Узловая	ЛЭП	1	2	22,28	11,79	0,66	2,25
3	Мачтовая - Узловая	ЛЭП	3	2	26,7	16,9	1,06	3,63
4	Мачтовая - Пламя	ЛЭП	3	4	10,18	6,6	2,13	5,54
5	Мачтовая - Ва- рьеган	ЛЭП	3	5	0,26	-0,48	2,88	7,48
6	Варьеган - Пламя	ЛЭП	5	4	28,01	16,65	0,96	1,98
7	Варьеган - Радужная	ЛЭП	5	6	46,22	29,57	0,56	1,46
8	Светлая - Радужная	ЛЭП	7	6	23,86	13,52	0,74	1,53
9	Светлая - Мираж	ЛЭП	7	8	25,69	17,19	1,56	3,22
10	Спутник - Мираж	ЛЭП	0	8	31,07	16,27	1,84	3,78

## 1.6 Расчёт и анализ минимального режима сети

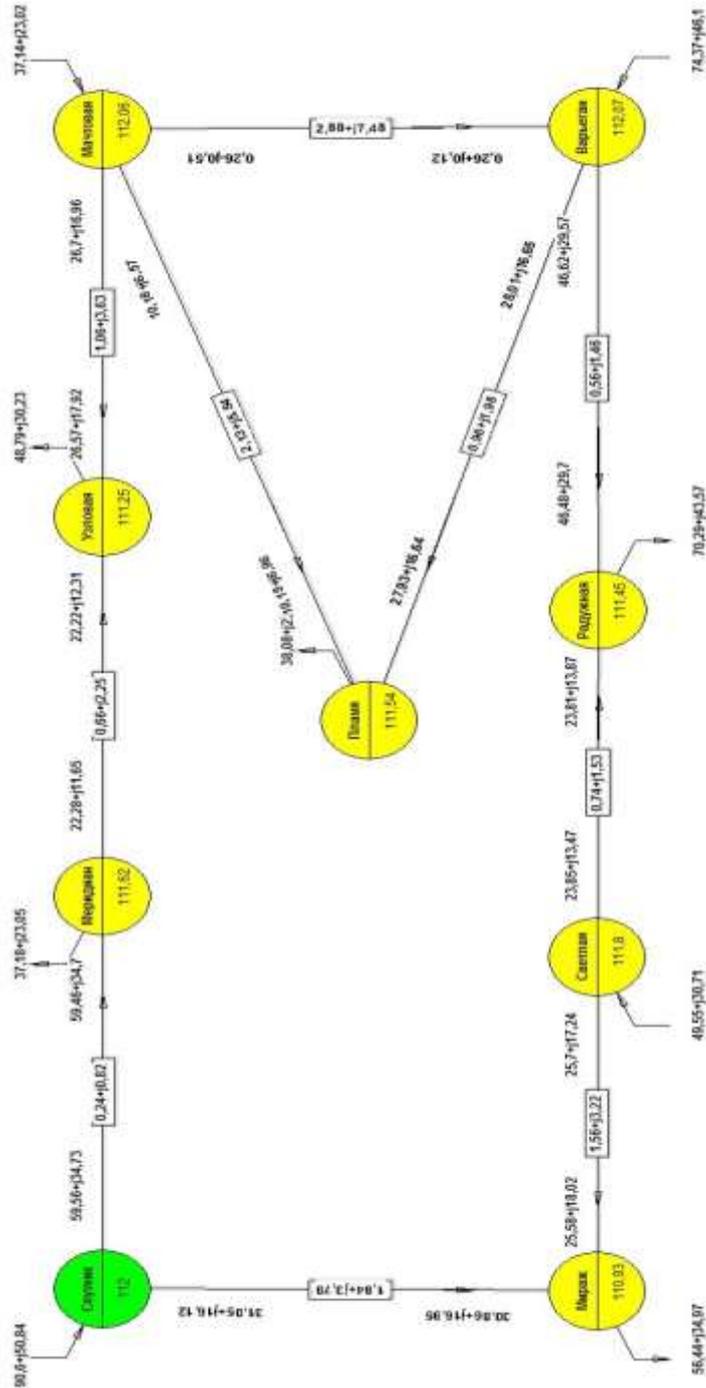


Рисунок 1.6.1 – Карта электрической сети в минимальном режиме (соответствует формату А1)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

19

Таблица 1.6.1 – Анализ расчёта узлов в минимальном режиме

№ узла	Название узла	Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U$ , кВ	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВар.
0	Спутник(БУ)	Базисный	110	112	-90,6	-50,84
1	Меридиан	Обычный	110	111,62	37,18	23,05
2	Узловая	Обычный	110	111,25	48,79	30,23
3	Мачтовая	Обычный	110	112,06	-37,14	-23,02
4	Пламя	Обычный	110	111,54	38,08	23,6
5	Варьеган	Обычный	110	112,07	-74,37	-46,1
6	Радужная	Обычный	110	111,45	70,29	43,57
7	Светлая	Обычный	110	111,8	-49,55	-30,71
8	Мираж	Обычный	110	110,93	56,44	34,97

Таблица 1.6.2 – Анализ расчёта сети в минимальном режиме

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	$I$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$i$ , А/мм <sup>2</sup>
1	Спутник-Меридиан	2хАС 240/32	4,05	177,87	610	0,741
2	Меридиан-Узловая	2хАС 240/32	11,12	65,46	610	0,273
3	Мачтовая-Узловая	2хАС 240/32	17,93	82,33	610	0,343
4	Мачтовая-Пламя	АС 185/29	13,42	63,06	510	0,341
5	Мачтовая-Варьеган	АС 185/29	18,12	1,67	510	0,009
6	Варьеган-Пламя	АС 150/24	4,72	168,06	450	1,12
7	Варьеган-Радужная	2хАС 185/29	7,05	142,54	510	0,77
8	Светлая-Радужная	2хАС 150/24	7,27	71,05	450	0,474
9	Светлая-Мираж	2хАС 150/24	15,32	80,65	450	0,538
10	Спутник-Мираж	2хАС 150/24	18,02	90,9	450	0,606

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Суммарные потери активной мощности (P): 0,883 МВт.

Потери в ЛЭП: 0,883 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 0,803 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,08 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -4,745 МВАр.

Потери в ЛЭП: -4,745 МВАр:

- индуктивные: 2,03 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -6,776 МВАр.

Таблица 1.6.3 Анализ расчёта ветвей в минимальном режиме

№ ветви	Название ветви	Тип	№ <sub>н</sub>	№ <sub>к</sub>	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Спутник- Меридиан	ЛЭП	0	1	59,56	34,73	0,24	0,82
2	Меридиан- Узловая	ЛЭП	1	2	22,28	11,65	0,66	2,25
3	Мачтовая - Узловая	ЛЭП	3	2	26,7	16,96	1,06	3,63
4	Мачтовая - Пламя	ЛЭП	3	4	10,18	6,57	2,13	5,54
5	Мачтовая - Ва- рьеган	ЛЭП	3	5	0,26	-0,51	2,88	7,48
6	Варьеган - Пламя	ЛЭП	5	4	28,01	16,65	0,96	1,98
7	Варьеган - Радужная	ЛЭП	5	6	46,62	29,57	0,56	1,46
8	Светлая - Радужная	ЛЭП	7	6	23,85	13,47	0,74	1,53
9	Светлая - Мираж	ЛЭП	7	8	25,7	17,24	1,56	3,22
10	Спутник - Мираж	ЛЭП	0	8	31,05	16,12	1,84	3,78



Таблица 1.7.1 Анализ расчёта узлов в максимальном режиме

№ узла	Название узла	Тип	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	P <sub>н</sub> , МВт.	Q <sub>н</sub> , МВар.
0	Спутник(БУ)	Базисный	110	108	-95,21	-54,48
1	Меридиан	Обычный	110	107,58	39,04	24,19
2	Узловая	Обычный	110	107,16	51,22	31,74
3	Мачтовая	Обычный	110	108,05	-39	-24,17
4	Пламя	Обычный	110	107,47	39,98	24,77
5	Варьеган	Обычный	110	108,05	-78,09	-48,39
6	Радужная	Обычный	110	107,38	73,8	45,74
7	Светлая	Обычный	110	107,75	-52,03	-32,34
8	Мираж	Обычный	110	106,82	59,26	36,72

Таблица 1.7.2 – Анализ расчёта сети в максимальном режиме

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	I <sub>доп</sub> , А	i, А/мм <sup>2</sup>
1	Спутник-Меридиан	2хАС 240/32	4,05	194,44	610	0,81
2	Меридиан-Узловая	2хАС 240/32	11,12	71,88	610	0,3
3	Мачтовая-Узловая	2хАС 240/32	17,93	89,27	610	0,372
4	Мачтовая-Пламя	АС 185/29	13,42	68,9	510	0,372
5	Мачтовая-Варьеган	АС 185/29	18,12	1,65	510	0,009
6	Варьеган-Пламя	АС 150/24	4,72	183,04	450	1,22
7	Варьеган-Радужная	2хАС 185/29	7,05	155,18	510	0,839
8	Светлая-Радужная	2хАС 150/24	7,27	77,65	450	0,518
9	Светлая-Мираж	2хАС 150/24	15,32	87,45	450	0,583
10	Спутник-Мираж	2хАС 150/24	18,02	99,73	450	0,665

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Суммарные потери активной мощности (P): 1,03 МВт.

Потери в ЛЭП: 1,03 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: -0,956 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,074 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -3,878 МВАр.

Потери в ЛЭП: -3,878 МВАр:

- индуктивные: 2,415 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -6,293 МВАр.

Таблица 1.7.3 Анализ расчёта ветвей в максимальном режиме.

№ ветви	Название ветви	Тип	№ <sub>н</sub>	№ <sub>к</sub>	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Спутник- Меридиан	ЛЭП	0	1	62,54	37,03	0,24	0,82
2	Меридиан- Узловая	ЛЭП	1	2	23,39	12,73	0,66	2,25
3	Мачтовая - Узловая	ЛЭП	3	2	25,04	17,61	1,06	3,63
4	Мачтовая - Пламя	ЛЭП	3	4	10,69	7	2,13	5,54
5	Мачтовая - Ва- рьеган	ЛЭП	3	5	0,27	-0,44	2,88	7,48
6	Варьеган - Пламя	ЛЭП	5	4	29,42	17,47	0,96	1,98
7	Варьеган - Радужная	ЛЭП	5	6	48,94	31,06	0,56	1,46
8	Светлая - Радужная	ЛЭП	7	6	25,07	14,31	0,74	1,53
9	Светлая - Мираж	ЛЭП	7	8	26,96	17,93	1,56	3,22
10	Спутник - Мираж	ЛЭП	0	8	32,67	17,46	1,84	3,78

## 1.8 Расчёт и анализ сети в аварийном режиме

### 1.8.1 Расчёт и анализ режима сети при отключении линии Мачтовая – Варьеган

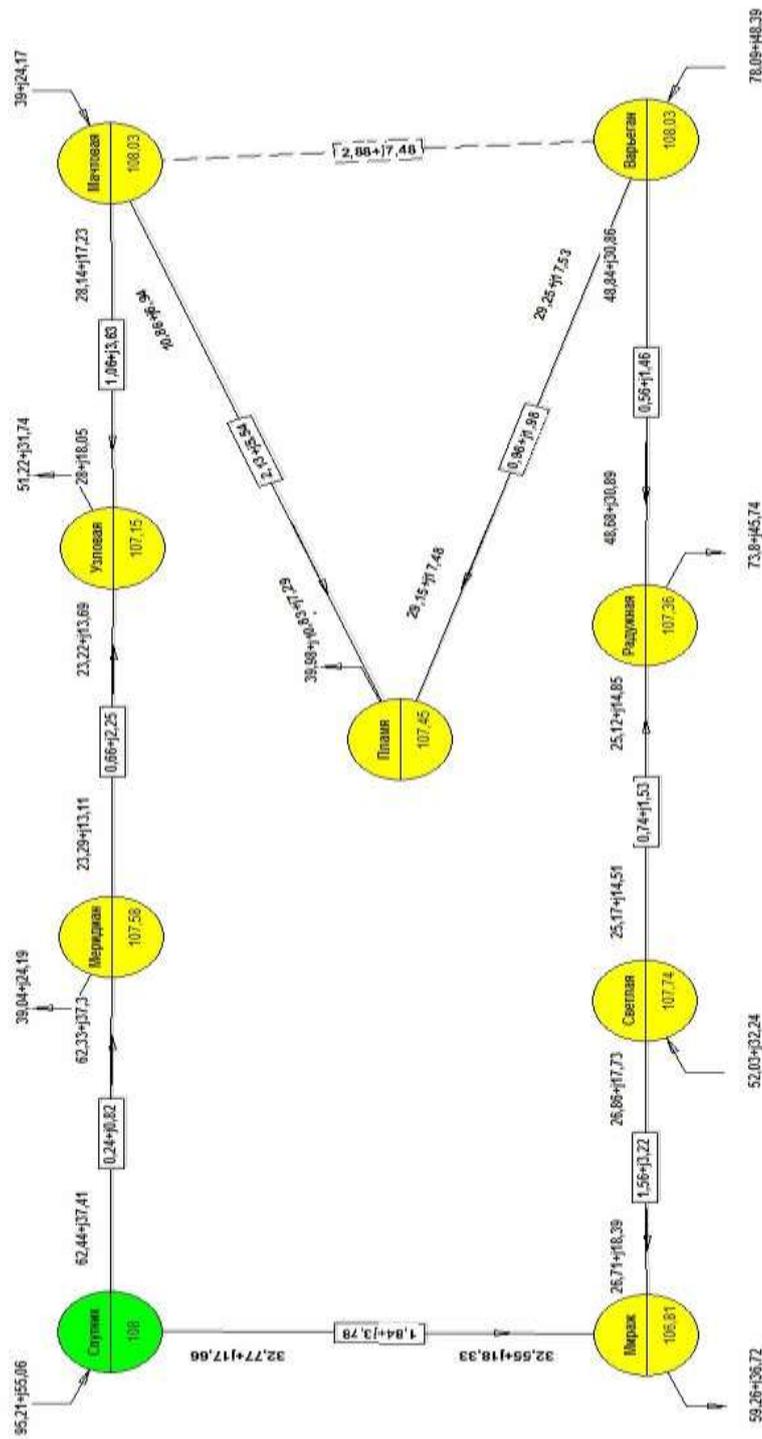


Рисунок 1.8.1.1 – Карта электрической сети в аварийном режиме при отключении линии Мачтовая – Варьеган (соответствует формату А1)

Таблица 1.8.1.2 – Анализ расчёта узлов в аварийном режиме при отключении линии Мачтовая – Варьеган

№ узла	Название узла	Тип	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	P <sub>н</sub> , МВт.	Q <sub>н</sub> , МВар.
0	Спутник(БУ)	Базисный	110	108	-95,21	-55,06
1	Меридиан	Обычный	110	107,58	39,04	24,19
2	Узловая	Обычный	110	107,15	51,22	31,74
3	Мачтовая	Обычный	110	108,03	-39	-24,17
4	Пламя	Обычный	110	107,45	39,98	24,77
5	Варьеган	Обычный	110	108,03	-78,09	-48,39
6	Радужная	Обычный	110	107,36	73,8	45,74
7	Светлая	Обычный	110	107,74	-52,03	-32,24
8	Мираж	Обычный	110	106,81	59,26	36,72

Таблица 1.8.1.3 – Анализ расчёта сети в аварийном режиме при отключении линии Мачтовая – Варьеган

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	I <sub>доп</sub> , А	i, А/мм <sup>2</sup>
1	Спутник-Меридиан	2хАС 240/32	4,05	194,74	610	0,811
2	Меридиан-Узловая	2хАС 240/32	11,12	72,16	610	0,301
3	Мачтовая-Узловая	2хАС 240/32	17,93	88,96	610	0,371
4	Мачтовая-Пламя	АС 185/29	13,42	69,5	510	0,376
5	Мачтовая-Варьеган	АС 185/29	18,12	-	510	0
6	Варьеган-Пламя	АС 150/24	4,72	182,46	450	1,216
7	Варьеган-Радужная	2хАС 185/29	7,05	154,7	510	0,836
8	Светлая-Радужная	2хАС 150/24	7,27	78,16	450	0,521
9	Светлая-Мираж	2хАС 150/24	15,32	86,94	450	0,58
10	Спутник-Мираж	2хАС 150/24	18,02	100,22	450	0,668

Суммарные потери активной мощности (P): 1,03 МВт.

Потери в ЛЭП: 1,03 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 0,956 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,074 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -3,295 МВАр.

Потери в ЛЭП: -3,295 МВАр:

- индуктивные: 2,415 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -5,71 МВАр.

Таблица 1.8.1.4 Анализ расчёта ветвей в аварийном режиме при отключении линии Мачтовая – Варьеган

№ ветви	Название ветви	Тип	№ <sub>н</sub>	№ <sub>к</sub>	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Спутник- Меридиан	ЛЭП	0	1	62,44	37,41	0,24	0,82
2	Меридиан- Узловая	ЛЭП	1	2	23,29	13,11	0,66	2,25
3	Мачтовая - Узловая	ЛЭП	3	2	28,14	17,23	1,06	3,63
4	Мачтовая - Пламя	ЛЭП	3	4	10,86	6,94	2,13	5,54
5	Мачтовая - Ва- рьеган	ЛЭП	3	5	-	-	2,88	7,48
6	Варьеган - Пламя	ЛЭП	5	4	29,25	17,53	0,96	1,98
7	Варьеган - Радужная	ЛЭП	5	6	48,84	30,86	0,56	1,46
8	Светлая - Радужная	ЛЭП	7	6	25,17	14,51	0,74	1,53
9	Светлая - Мираж	ЛЭП	7	8	26,86	17,73	1,56	3,22
10	Спутник - Мираж	ЛЭП	0	8	32,77	17,66	1,84	3,78



Таблица 1.8.2.2 – Анализ расчёта узлов в аварийном режиме при отключении линии Радужная – Варьеган

№ узла	Название узла	Тип	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$U$ , кВ	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВар.
0	Спутник (БУ)	Базисный	110	108	-95,37	-55,1
1	Меридиан	Обычный	110	107,6	39,04	24,19
2	Узловая	Обычный	110	107,24	51,22	31,74
3	Мачтовая	Обычный	110	108,21	-39	-24,17
4	Пламя	Обычный	110	107,71	39,98	24,77
5	Варьеган	Обычный	110	108,32	-78,09	-48,39
6	Радужная	Обычный	110	107,06	73,8	45,74
7	Светлая	Обычный	110	107,5	-52,03	-32,24
8	Мираж	Обычный	110	106,68	59,26	36,72

Таблица 1.8.2.3 – Анализ расчёта сети в аварийном режиме при отключении линии Радужная – Варьеган

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	$I$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$i$ , А/мм <sup>2</sup>
1	Спутник-Меридиан	2хАС 240/32	4,05	184,63	610	0,769
2	Меридиан-Узловая	2хАС 240/32	11,12	62,09	610	0,259
3	Мачтовая-Узловая	2хАС 240/32	17,93	98,92	610	0,412
4	Мачтовая-Пламя	АС 185/29	13,42	59,09	510	0,319
5	Мачтовая-Варьеган	АС 185/29	18,12	9,1	510	0,049
6	Варьеган-Пламя	АС 150/24	4,72	192,32	450	1,282
7	Варьеган-Радужная	2хАС 185/29	7,05	289,71	510	1,566
8	Светлая-Радужная	2хАС 150/24	7,27	88,8	450	0,592
9	Светлая-Мираж	2хАС 150/24	15,32	76,65	450	0,511
10	Спутник-Мираж	2хАС 150/24	18,02	110,72	450	0,738

Суммарные потери активной мощности (P): 1,19 МВт.

Потери в ЛЭП: 1,19 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 1,115 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,074 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -3,262 МВАр.

Потери в ЛЭП: -3,262 МВАр:

- индуктивные: 2,807 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -6,069 МВАр.

Таблица 1.8.2.4 Анализ расчёта ветвей в аварийном режиме при отключении линии Радужная – Варьеган

№ ветви	Название ветви	Тип	№ <sub>н</sub>	№ <sub>к</sub>	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Спутник- Меридиан	ЛЭП	0	1	59,33	35,25	0,24	0,82
2	Меридиан- Узловая	ЛЭП	1	2	20,18	10,99	0,66	2,25
3	Мачтовая - Узловая	ЛЭП	3	2	31,26	19,39	1,06	3,63
4	Мачтовая - Пламя	ЛЭП	3	4	9,08	6,13	2,13	5,54
5	Мачтовая - Ва- рьеган	ЛЭП	3	5	1,34	0,77	2,88	7,48
6	Варьеган - Пламя	ЛЭП	5	4	31,03	18,34	0,96	1,98
7	Варьеган - Радужная	ЛЭП	5	6	45,72	29,28	1,12	2,91
8	Светлая - Радужная	ЛЭП	7	6	28,43	16,66	0,74	1,53
9	Светлая - Мираж	ЛЭП	7	8	23,6	15,58	1,56	3,22
10	Спутник - Мираж	ЛЭП	0	8	36,04	19,84	1,84	3,78



Таблица 1.8.3.2 – Анализ расчёта узлов в аварийном режиме при отключении линии Спутник – Мираж

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$ , кВ	U, кВ	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВар.
0	Спутник (БУ)	Базисный	110	108	-95,4	-55,51
1	Меридиан	Обычный	110	107,54	39,04	24,19
2	Узловая	Обычный	110	107,03	51,22	31,74
3	Мачтовая	Обычный	110	107,75	-39	-24,17
4	Пламя	Обычный	110	107,03	39,98	24,77
5	Варьеган	Обычный	110	107,56	-78,09	-48,39
6	Радужная	Обычный	110	106,81	73,8	45,74
7	Светлая	Обычный	110	107,11	-52,03	-32,24
8	Мираж	Обычный	110	105,99	59,26	36,72

Таблица 1.8.3.3 – Анализ расчёта сети в аварийном режиме при отключении линии Спутник – Мираж

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	$I_{доп}$ , А	$i$ , А/мм <sup>2</sup>
1	Спутник-Меридиан	2хАС 240/32	4,05	210,88	610	0,879
2	Меридиан-Узловая	2хАС 240/32	11,12	88,26	610	0,368
3	Мачтовая-Узловая	2хАС 240/32	17,93	73,07	610	0,304
4	Мачтовая-Пламя	АС 185/29	13,42	85,46	510	0,462
5	Мачтовая-Варьеган	АС 185/29	18,12	17,32	510	0,094
6	Варьеган-Пламя	АС 150/24	4,72	167,53	450	1,117
7	Варьеган-Радужная	2хАС 185/29	7,05	172,31	510	0,931
8	Светлая-Радужная	2хАС 150/24	7,27	61,79	450	0,412
9	Светлая-Мираж	2хАС 150/24	15,32	104,32	450	0,695
10	Спутник-Мираж	2хАС 150/24	18,02	169,45	450	1,13

Суммарные потери активной мощности (P): 1,216 МВт.

Потери в ЛЭП: 1,216 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 1,141 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,074 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -2,852 МВАр.

Потери в ЛЭП: -2,852 МВАр:

- индуктивные: 2,837 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -5,689 МВАр.

Таблица 1.8.3.4 – Анализ расчёта ветвей в аварийном режиме при отключении линии Спутник – Мираж

№ ветви	Название ветви	Тип	№ <sub>н</sub>	№ <sub>к</sub>	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Спутник- Меридиан	ЛЭП	0	1	67,65	40,47	0,24	0,82
2	Меридиан- Узловая	ЛЭП	1	2	28,47	16,11	0,66	2,25
3	Мачтовая - Узловая	ЛЭП	3	2	22,94	14,19	1,06	3,63
4	Мачтовая - Пламя	ЛЭП	3	4	13,24	8,68	2,13	5,54
5	Мачтовая - Ва- рьеган	ЛЭП	3	5	2,81	1,3	2,88	7,48
6	Варьеган - Пламя	ЛЭП	5	4	26,87	15,81	0,96	1,98
7	Варьеган - Радужная	ЛЭП	5	6	54,03	34,45	0,56	1,46
8	Светлая - Радужная	ЛЭП	7	6	20	10,98	0,74	1,53
9	Светлая - Мираж	ЛЭП	7	8	32,03	21,26	1,56	3,22
10	Спутник - Мираж	ЛЭП	0	8	27,75	15,03	3,68	7,57



Таблица 1.8.4.2 – Анализ расчёта узлов аварийном режиме при отключении линии Спутник – Меридиан

№ узла	Название узла	Тип	$U_{ном}$ , кВ	$U$ , кВ	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВар.
0	Спутник (БУ)	Базисный	110	108	-95,32	-55,01
1	Меридиан	Обычный	110	107,18	39,04	24,19
2	Узловая	Обычный	110	106,81	51,22	31,74
3	Мачтовая	Обычный	110	107,76	-39	-24,17
4	Пламя	Обычный	110	107,23	39,98	24,77
5	Варьеган	Обычный	110	107,83	-78,09	-48,39
6	Радужная	Обычный	110	107,19	73,8	45,74
7	Светлая	Обычный	110	107,6	-52,03	-32,24
8	Мираж	Обычный	110	106,73	59,26	36,72

Таблица 1.8.4.3 – Анализ расчёта сети в аварийном режиме при отключении линии Спутник – Меридиан

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	$I$ , А	$I_{доп}$ , А	$i$ , А/мм <sup>2</sup>
1	Спутник-Меридиан	2хАС 240/32	4,05	375,94	610	1,566
2	Меридиан-Узловая	2хАС 240/32	11,12	64,86	610	0,27
3	Мачтовая-Узловая	2хАС 240/32	17,93	96,81	610	0,403
4	Мачтовая-Пламя	АС 185/29	13,42	61,87	510	0,334
5	Мачтовая-Варьеган	АС 185/29	18,12	6,6	510	0,036
6	Варьеган-Пламя	АС 150/24	4,72	190,7	450	1,271
7	Варьеган-Радужная	2хАС 185/29	7,05	148,18	510	0,801
8	Светлая-Радужная	2хАС 150/24	7,27	85,1	450	0,567
9	Светлая-Мираж	2хАС 150/24	15,32	80,31	450	0,535
10	Спутник-Мираж	2хАС 150/24	18,02	107,1	450	0,714

Суммарные потери активной мощности (P): 1,14 МВт.

Потери в ЛЭП: 1,14 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 1,071 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,069 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -3,352 МВАр.

Потери в ЛЭП: -3,352 МВАр:

- индуктивные: 2,785 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -6,136 МВАр.

Таблица 1.8.4.4 – Анализ расчёта ветвей в аварийном режиме при отключении линии Спутник – Меридиан

№ ветви	Название ветви	Тип	№ <sub>н</sub>	№ <sub>к</sub>	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВАр	r, Ом	x, Ом
1	Спутник- Меридиан	ЛЭП	0	1	60,18	36,33	0,48	1,64
2	Меридиан- Узловая	ЛЭП	1	2	20,93	11,57	0,66	2,25
3	Мачтовая - Узловая	ЛЭП	3	2	30,51	18,81	1,06	3,63
4	Мачтовая - Пламя	ЛЭП	3	4	9,46	6,41	2,13	5,54
5	Мачтовая - Ва- рьеган	ЛЭП	3	5	0,97	0,48	2,88	7,48
6	Варьеган - Пламя	ЛЭП	5	4	30,65	18,07	0,96	1,98
7	Варьеган - Радужная	ЛЭП	5	6	46,47	29,85	0,56	1,46
8	Светлая - Радужная	ЛЭП	7	6	27,54	15,51	0,74	1,53
9	Светлая - Мираж	ЛЭП	7	8	24,49	16,73	1,56	3,22
10	Спутник - Мираж	ЛЭП	0	8	35,14	18,68	1,84	3,78

## 2 ПОДКЛЮЧЕНИЕ НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ 110/10 кВ К СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

В современное время , очень интенсивно происходит развитие инфраструктуры города (строительство жилищных комплексов, торгово – развлекательные комплексы, а так же зданий бытового обслуживания населения), в связи с этим ощущается дефицит электроэнергии. Не всегда до потребителя можно довести мощности из-за отдалённости точек поставок.

Поэтому требуется построение подстанции непосредственно в развивающемся районе. Будем считать, что часть потребителей от новой подстанции относятся к потребителям второй и первой категории. Электроприёмники I и II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания /ПУЭ, п. 1.2.18 и п. 1.2.19/. Следуя этим правилам, исключаем питание новой подстанции по двухцепной линии, так как повреждение какой либо опоры может привести к повреждению двух цепей линии, последствия этого длительный перерыв в электроснабжении потребителей.

Рассмотрим вариант развития сети. Включения новой подстанции "Индустриальная" 110/10 кВ в существующую Нижневартовскую сеть, по новым спроектированным линиям, длиной 3 км.

Примем, что мощность планируемой подстанции составит  $35 + j 16,5$  МВА

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37



Таблица 2.1.2 Анализ расчета узлов

№ узла	Название узла	Тип	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	P <sub>н</sub> , МВт.	Q <sub>н</sub> , МВар.
0	Спутник(БУ)	Базисный	110	110	-129,3	-76,14
1	Меридиан	Обычный	110	109,48	37,18	23,05
2	Узловая	Обычный	110	108,73	48,79	30,23
3	Мачтовая	Обычный	110	108,98	-37,14	-23,02
4	Пламя	Обычный	110	107,96	38,08	23,6
5	Варьеган	Обычный	110	108,32	-74,37	-46,1
6	Радужная	Обычный	110	107,72	70,29	43,57
7	Светлая	Обычный	110	108,38	-49,55	-30,71
8	Мираж	Обычный	110	108,14	56,44	34,97
9	Отпайка Индустриальная	Обычный	110	107,93	0	0
10	Индустриальная	Обычный	110	107,93	38,25	23,71

Таблица 2.1.3 – Анализ расчёта сети

№ ветви	Название ветви	Марка провода	Длина ЛЭП, км	I, А	I <sub>доп</sub> , А	i, А/мм <sup>2</sup>
1	Спутник- Меридиан	2хАС 240/32	4,05	237,94	610	0,991
2	Меридиан- Узловая	2хАС 240/32	11,12	123,26	610	0,514
3	Мачтовая- Узловая	2хАС 240/32	17,93	27,93	610	0,116
4	Мачтовая- Пламя	АС 185/29	13,42	121,41	510	0,656
5	Мачтовая- Варьеган	АС 185/29	18,12	57,59	510	0,311
6	Варьеган- Пламя	АС 150/24	4,72	117,65	450	0,784
7	Светлая - Радужная	2хАС 185/29	7,05	137,43	450	0,916
8	Светлая - Мираж	2хАС 150/24	7,27	20,33	450	0,136
9	Спутник - Мираж	2хАС 150/24	15,32	157,1	450	1,047
10	Отпайка Индустриальная- Радужная	2хАС 185/29	4	84,01	510	0,454
11	Варьеган - Отпайка Индустриальная	2хАС 185/29	3,05	203,93	510	1,102

Продолжение таблицы 2.1.3

12	Отпайка Индустиральная - Индустиральная	2хАС 185/29	0,12	120,37	510	0,651
----	---	----------------	------	--------	-----	-------

Суммарные потери активной мощности (P): 1,401 МВт

Потери в ЛЭП: 1,401 МВт:

- нагрузочные в ЛЭП: 1,325 МВт;
- условно-постоянные в ЛЭП: 0,076 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -3,158 МВАр

Потери в ЛЭП: -3,158 МВАр:

- индуктивные: 3,275 МВАр;
- зарядная мощность ЛЭП: -6,433 МВАр.

Таблица 1.5.3 Анализ расчёта ветвей в текущем режиме

№ ветви	Название ветви	Тип	№ <sub>н</sub>	№ <sub>к</sub>	$P_n$ , МВт.	$Q_n$ , МВАр	г, Ом	х, Ом
1	Спутник- Меридиан	ЛЭП	0	1	76,98	47,77	0,24	0,82
2	Меридиан- Узловая	ЛЭП	1	2	39,63	24,44	0,66	2,25
3	Мачтовая - Узловая	ЛЭП	3	2	9,36	4,3	1,06	3,63
4	Мачтовая - Пламя	ЛЭП	3	4	18,87	12,78	2,13	5,54
5	Мачтовая - Ва- рьеган	ЛЭП	3	5	8,91	5,93	2,88	7,48
6	Варьеган - Пламя	ЛЭП	5	4	19,34	10,56	0,96	1,98
7	Светлая - Радужная	ЛЭП	7	6	44,95	25,11	0,74	1,53
8	Светлая - Мираж	ЛЭП	7	8	4,6	5,6	1,56	3,22
9	Спутник - Мираж	ЛЭП	0	8	52,39	28,37	1,84	3,78
10	Отпайка Инду- стриальная - Радужная	ЛЭП	9	6	25,54	18,16	0,32	0,83

Продолжение таблицы 1.5.3

11	Варьеган - Отпайка Индустриальная	ЛЭП	5	9	63,91	41,99	0,24	0,63
12	Отпайка Инду- стриальная - Индустриальная	ЛЭП	9	10	38,25	23,71	0,01	0,02

### 3 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОСТАНЦИИ

#### «ИНДУСТРИАЛЬНАЯ» 110/10 кВ

3.1 Выбор схемы соединения основного оборудования, определение потоков мощностей

Структурная схема подстанции должна включать в себя распределительные устройства (РУ) высшего и низшего напряжений; понизительные трансформаторы. Структурная схема представлена на рисунке 3.1.1. Выбор типа трансформаторов и их количество будет произведен далее.

Анализируя исходные данные, имеем, число входящих воздушных линий – 2 и отходящих линий на стороне НН – 8. Планируемая мощность нагрузки должна составлять:  $S_{нагр} = 45 \text{ МВА}$ , следовательно (без учета коэффициентов мощностей),  $S = S_{нагр} = 45 \text{ МВА}$ .

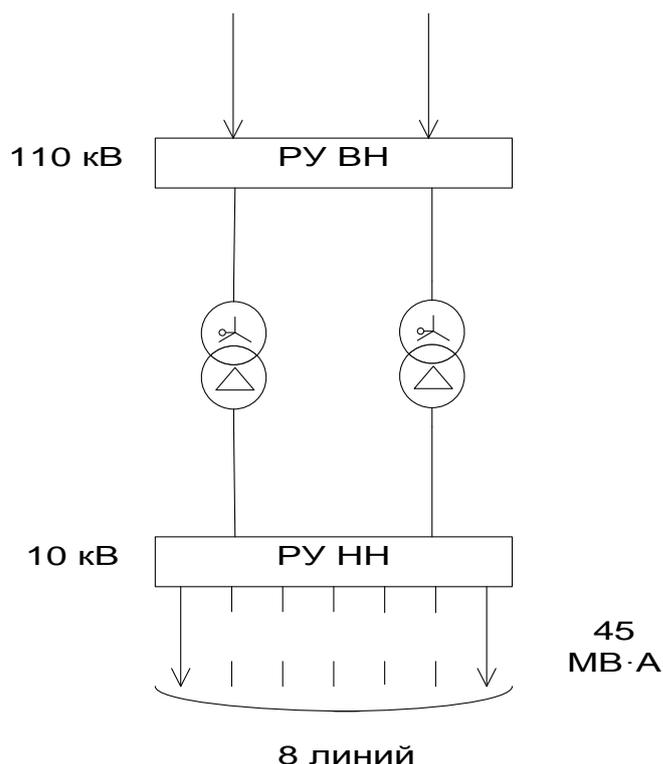


Рисунок 2.1.1 – Структурная схема подстанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР

Лист

42

### 3.2 Выбор силовых трансформаторов

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей и является, таким образом, технико-экономической задачей.

Число трансформаторов на подстанции выбирают в зависимости от мощности и ответственности потребителей, а также наличия резервных источников питания в сетях среднего и низшего напряжений.

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов [1;2]. Несмотря на то, что на большинство новых подстанций на первом этапе устанавливается по одному трансформатору, удельный вес двухтрансформаторных подстанций растет.

При существующей шкале номинальных мощностей трансформаторов можно заметно снизить необходимую суммарную мощность на подстанции при увеличении количества трансформаторов свыше двух. Однако несмотря на это, капитальные затраты и эксплуатационные расходы в целом по подстанции получаются, как правило, большими вследствие роста удельных затрат на 1 кВА с уменьшением единичной мощности трансформатора. С учетом изложенного установка на подстанциях более двух трансформаторов (автотрансформаторов) применяется в следующих случаях:

- на подстанциях промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки;
- если по технико-экономическим соображениям целесообразно использование на подстанции двух средних напряжений;
- если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух автотрансформаторов по существующей шкале;
- если вариант групп из двух спаренных трехфазных автотрансформаторов имеет технико-экономические преимущества по сравнению с группами из однофазных трансформаторов.

Аварийные перегрузки трансформаторов допускаются двух видов: кратковременные и длительные.

Расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов при проектировании принимается равным 1,4. Такая перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки.

С учетом допустимой длительной аварийной перегрузки мощность каждого трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях выбирается по выражению [3]:

$$S_{TP} \geq \frac{S_{нагр}}{k_{пер}}, \quad (9)$$

где  $S_{нагрНН}$  – нагрузка на трансформатор;

$k_{пер} = 1.4$  – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$S_{TP} \geq \frac{45}{1.4} = 32,14 \text{ МВА.}$$

Выбираем автотрансформатор ТРДН 40000/110 по [4]:

Т – трехфазный трансформатор;

Р – с расщепленной обмоткой НН;

Д – масляное с дутьем;

Н – выполнение обмотки ВН с устройством РПН.

Произведем расчет коэффициента перегрузки трансформатора в аварийном режиме по формуле:

$$K_{II} = \frac{S_{НАГР}}{(n-1) \cdot S_{ТН}}, \quad (10)$$

где  $n$  – число трансформаторов на подстанции;

$S_{ТН}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Подставляя числовые значения, получим:

$$K_{II} = \frac{45}{(2-1) \cdot 40} = 1.125.$$

Коэффициент перегрузки трансформатора меньше 1.4, что соответствует ПУЭ. Величину коэффициента загрузки в нормальном режиме работы трансформатора найдем по формуле

$$K_3 = \frac{S_{НАГР}}{n \cdot S_{ТН}}. \quad (11)$$

Подставляя числовые значения, получим

$$K_3 = \frac{45}{2 \cdot 40} = 0.562$$

Коэффициент загрузки трансформатора меньше 0.7, что соответствует ПУЭ.

### 3.3 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, изоляторов необходимо провести расчет токов короткого замыкания, который проведем с помощью программы ТоКо.

Программа ТоКо разработана на кафедре «Электрические станции, сети и системы» Южно-Уральского государственного университета для расчета токов симметричных и несимметричных коротких замыканий в электроэнергетических системах напряжением свыше 1000 В. Для проведения расчетов в учебных целях предусмотрена версия программы ТоКо Student, изначально настроенная на расчет с общепринятыми допущениями, аналогичными, используемым в данной работе. Программа включает в себя редактор расчетных схем, базу данных каталожных параметров электрооборудования, оцифрованные наборы типовых кривых и справочную систему.

Проводим расчет короткого замыкания на стороне высшего напряжения – рисунок 3.3.1 и на стороне низшего напряжения – рисунок 3.3.2.

Вид КЗ: К(З); Момент: 0 с;  $I_k = 29,768$  кА, фаза: -90 град.;  
 $I_{k1} = 29,768$  кА, фаза: -90 град.;

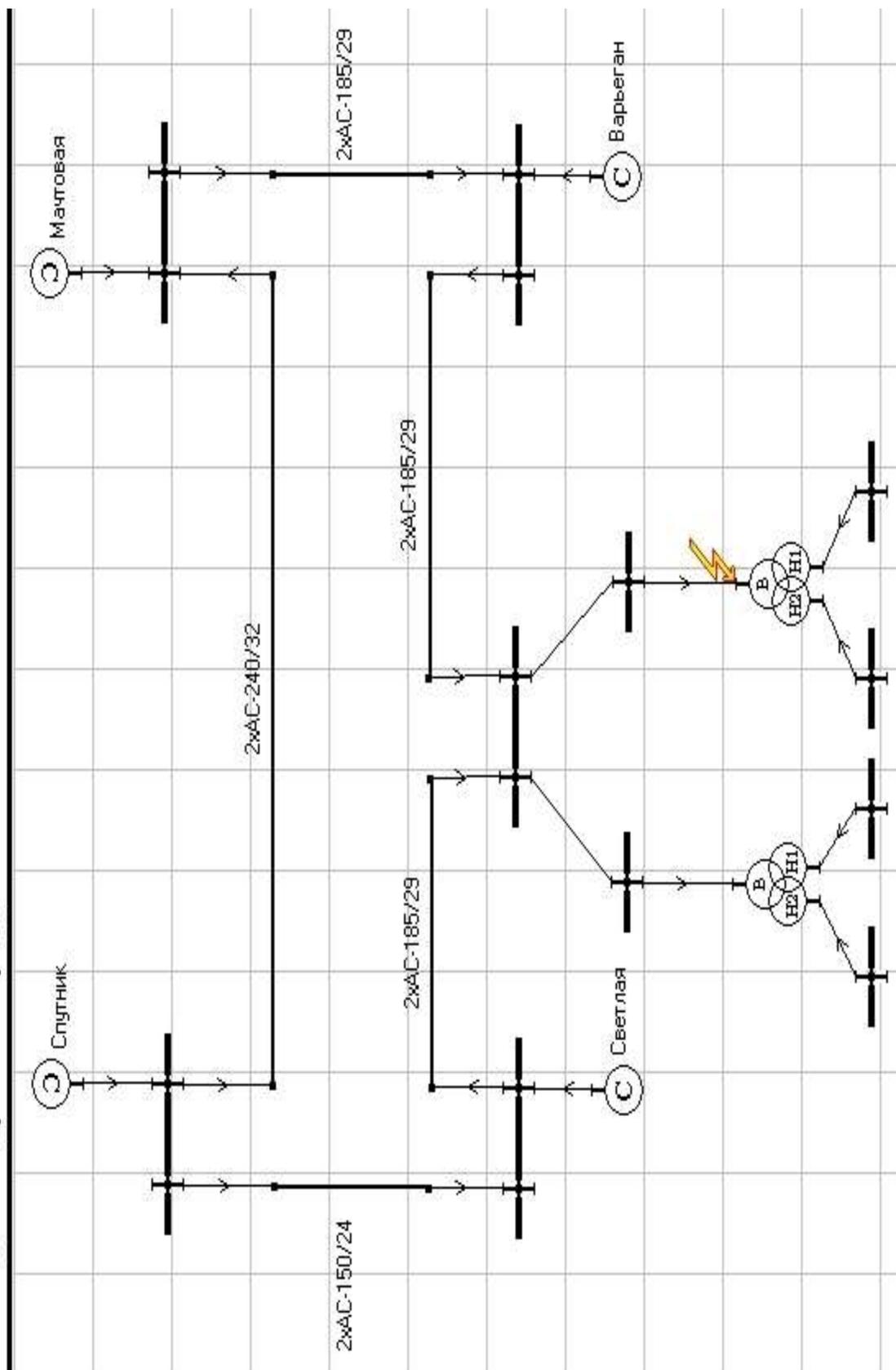


Рисунок 3.3.1 – Расчет короткого замыкания на стороне высшего напряжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Вид КЗ: К(З); Момент: 0 с;  $I_k = 11,778$  кА, фаза: -60 град.;  
 $I_{k1} = 11,778$  кА, фаза: -60 град.;

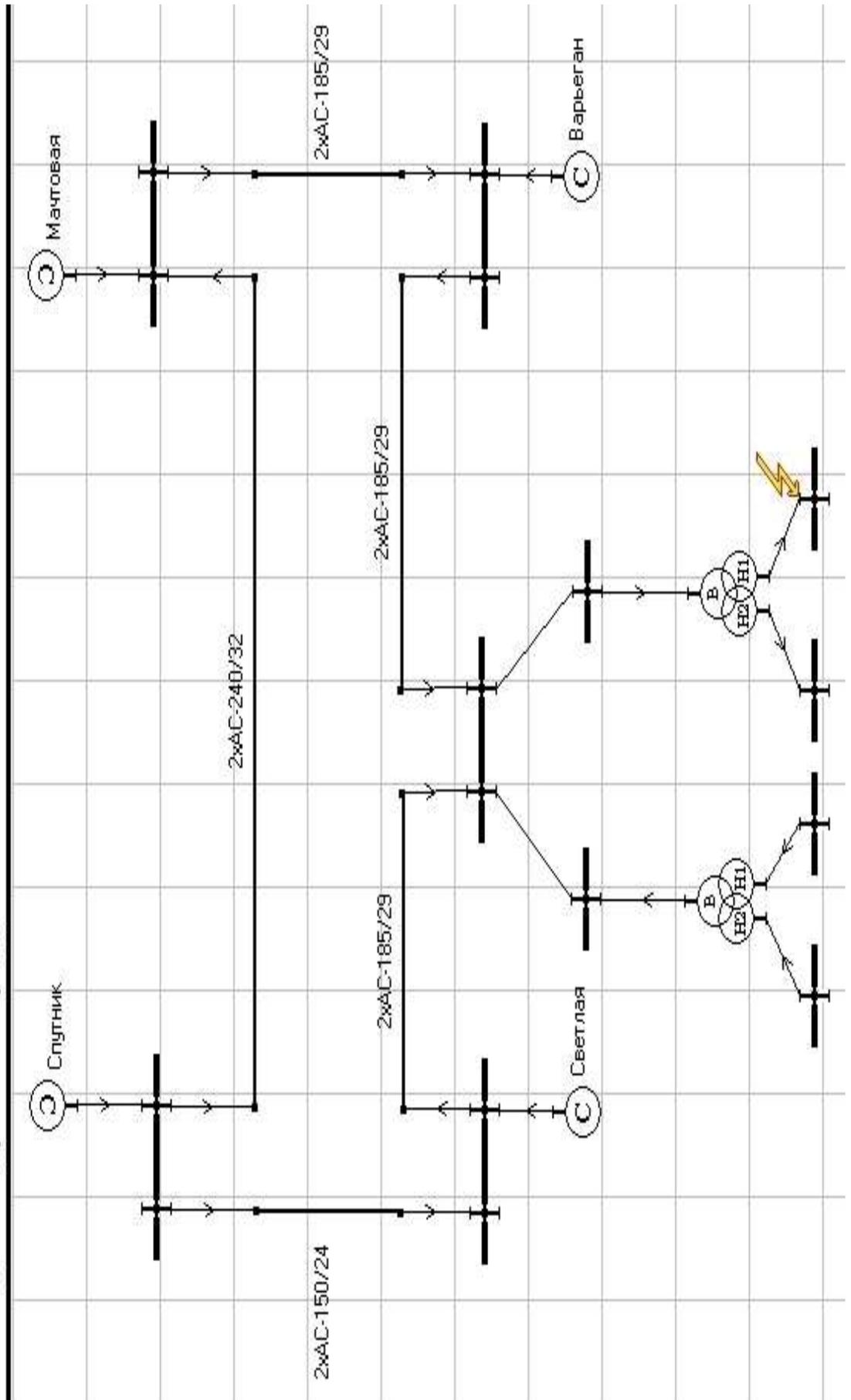


Рисунок 3.3.2 – Расчет короткого замыкания на стороне низшего напряжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ.

Ток короткого замыкания в начальный момент времени  $I_{i.f} = 31,194 \text{ кА}$ .

Ударный ток (амплитудное значение) трехфазного короткого замыкания

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{i.f}, \quad (12)$$

где  $k_y = 1.608$  из [5] табл.2.2.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 31,194 = 70,94 \text{ кА}.$$

Трехфазное короткое замыкание на шинах 10 кВ.

Ток короткого замыкания в начальный момент времени  $I_{i.f} = 11,797 \text{ кА}$ .

Амплитудное значение ударного тока

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{i.f}, \quad (13)$$

где  $k_y = 1.82$  из [5] табл.2.2.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.82 \cdot 11,797 = 30,30 \text{ кА}.$$

## 2.4 Расчетные токи

### 2.4.1 Нормальный режим

Линии ввода для РУ-110 кВ на подстанции.

$$I_{\text{пит линии}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (14)$$

$$I_{\text{пит линии}} = \frac{45 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 123,24 \text{ А}.$$

Трансформатор на стороне ВН.

$$I_{\text{норм ВН}} = \frac{K_3 \cdot S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (15)$$

$$I_{\text{норм ВН}} = \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 140,57 \text{ А}$$

Трансформатор на стороне НН.

$$I_{\text{норм НН}} = \frac{K_3 \cdot S_{Т.Н}}{n_{\text{обм}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (16)$$

$$I_{\text{норм НН}} = \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 734,81 \text{ А}.$$

Отходящая линия на стороне НН.

					<b>ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

$$I_{\text{отх лин}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{\text{отх}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (17)$$

$$I_{\text{отх лин}} = \frac{45 \cdot 10^6}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 358,82 \text{ A.}$$

### 3.4.2 Утяжеленный режим

Линии ввода для РУ-110 кВ на подстанции.

Максимальные токи продолжительного режима в цепях вводов (рабочих выключателей) определим из условия, что один из вводов нагружен на полную мощность подстанции.

$$I_{\text{пит линии max}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (18)$$

$$I_{\text{пит линии max}} = \frac{45 \cdot 10^6}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 249,44 \text{ A.}$$

Трансформатор на стороне ВН.

Максимальные токи продолжительного режима в цепях силового трансформатора определим из условия, что один трансформатор нагружен на полную мощность из-за выхода из строя второго трансформатора.

$$I_{\text{max ВН}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (19)$$

$$I_{\text{max ВН}} = \frac{1.4 \cdot 40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 281,14 \text{ A.}$$

Трансформатор на стороне НН.

Максимальные токи продолжительного режима в цепях силового трансформатора определим из условия, что один трансформатор нагружен на полную мощность из-за выхода из строя второго трансформатора.

$$I_{\text{max НН}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.Н}}}{n_{\text{обм}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (20)$$

$$I_{\text{max НН}} = \frac{1.4 \cdot 40 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 1470 \text{ A.}$$

Отходящая линия на стороне НН.

					<b>ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

Максимальные токи продолжительного режима в цепях отходящих линий определим из условия, что одна из отходящих линий отключена.

$$I_{\text{отх лин макс}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n_{\text{отх}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} \quad (21)$$

$$I_{\text{отх лин макс}} = \frac{45 \cdot 10^6}{(8 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 411,25 \text{ A}$$

### 3.5 Выбор схемы РУ

Схемы РУ ПС должны:

- обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), и автотрансформаторов (Т) и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития;
- обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;
- учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;
- обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;
- обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности; должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт.

#### 3.5.1 Выбор схемы РУВН

Для РУ 110 кВ рисунок 3.5.1.1 принимаем схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны трансформаторов» [6].

					<b>ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

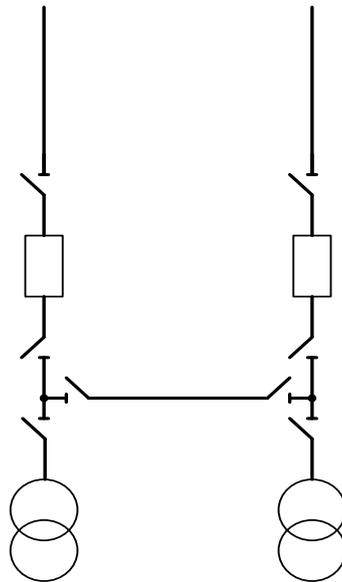


Рисунок 3.5.1 – Схема РУВН

### 3.5.2 Выбор схемы РУНН

В качестве схемы РУНН принимаем рисунок 3.5.2.1 «Схему с одной секционированной системой сборных шин».

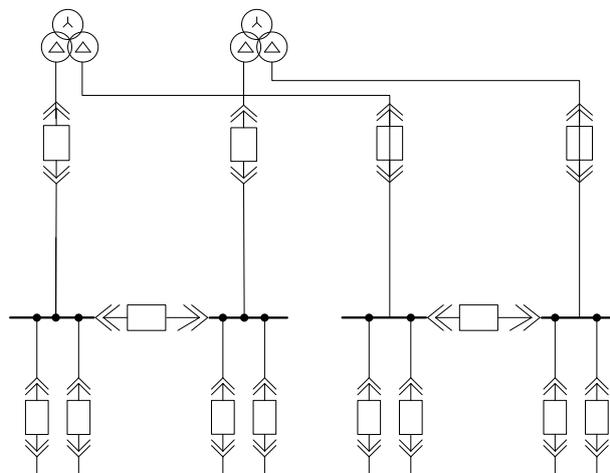


Рисунок – Схема РУНН

### 3.6 Выбор контрольно-измерительных приборов

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. В схему проектируемой подстанции необходимо установить следующие приборы.

В цепь НН понизительного трансформатора: амперметр, ваттметр, счетчик активной и реактивной энергии.

В цепь сборных шин 10 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений.

В цепь сборных шин 110 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений, регистрирующий вольтметр, осциллограф на транзитных подстанциях и фиксирующий прибор ( $U_0$ ).

В цепь линий 110 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор для определения места короткого замыкания, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

В цепь линии 10 кВ: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

### 3.7 Оборудование РУВН

#### 3.7.1 Выключатели и разъединители

К установке принимаем выключатель элегазовый типа ВГУ-110-40/3150У1 с собственным временем отключения  $t_{C.B} = 0,025$  с. Привод к выключателю пневматический. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания  $I_{П.т} = I_{П.0} = 31,194$  кА (удаленное короткое замыкание). Расчетное время  $\tau = t_{3,\min} + t_{C.B} = 0,01 + 0,025 = 0,035$  с.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П.0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (22)$$

где постоянная времени  $T_a$  взята из табл. 2.2,

						Лист
					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 31,194 \cdot e^{\frac{0,035}{0,02}} = 7,67 \text{ кА.}$$

Постоянная времени  $T_a$  взята из [5] табл. 2.2.

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$

$$i_{a.n.n} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк}, \quad (23)$$

где  $\beta_{ном}$  определяется по каталогу на выключатель или по кривой [5] рис. 3.1 для  $\tau = 0,035$  с.

$$i_{a.n.n} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,46 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания.

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (24)$$

$$t_{отк} = t_{p.з} + t_{o.в}, \quad (25)$$

где  $t_{p.з}$  – время действия основной защиты трансформатора, равное 0.1 с;

$t_{o.в}$  – полное время отключения выключателя ВГУ-110-40/3150, равное 0,055 с.

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

$$B_k = 31,194^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 170,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем по каталогу или справочнику [7, 8, 9] разъединитель типа РДЗ-1-110/1000У1 с приводом ПДН-1.

Значения  $I_{МАХ}$  на трансформаторе и в цепях ввода различаются. Мы выбираем максимальный из них и по этому значению проводим выбор оборудования. Все оборудование становится однотипным.

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 3.7.1.1.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Таблица 3.7.1.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные дан- ные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГУ-110-40/3150	Разъединитель РДЗ-1-110/630
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 281,14$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{н.т} = 31,194$ кА	$I_{отк} = 40$ кА	–
$i_{а.т} = 7,67$ кА	$I_{а.ном} = 25.5$ кА	–
$I_{п.о} = 31,194$ кА	$I_{пр.скв} = 40$ кА	–
$i_y = 70,94$ кА	$i_{пр.скв} = 102$ кА	$i_{пр.скв} = 80$ кА
$B_k = 170,29$ кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1450$ кА <sup>2</sup> с

### 3.7.2 Трансформаторы тока

Выбор трансформаторов тока проводят по напряжению установки, по току, по конструкции и классу точности; проверяют по электродинамической стойкости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке.

Трансформаторы тока линий ввода.

К установке принимаем элегазовые трансформаторы тока ТРГ-110-300.

Расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 3.7.2.1.

Таблица 3.7.2.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТРГ-110-1200
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 262,43$ А	$I_{ном} = 300$ А
$i_y = 70,94$ кА	$I_{отк} = 102$ кА
$B_k = 170.29$ кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800$ кА <sup>2</sup> с

В цепь линий ввода 110 кВ устанавливаются: амперметр, ваттметр, варметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

Схема подключения приборов изображена на рисунке 3.7.2.1.

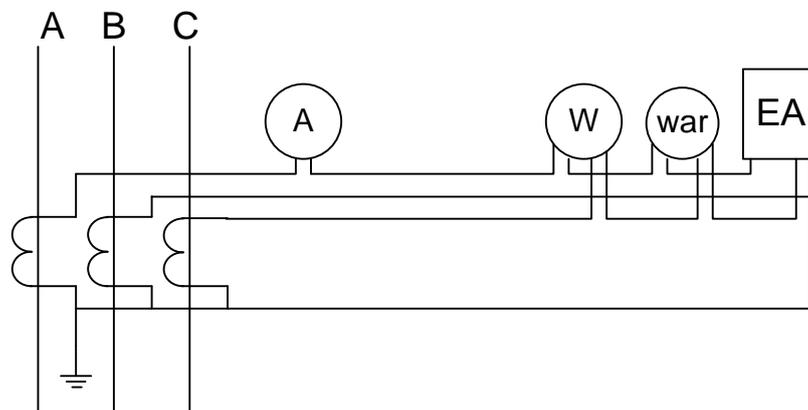


Рисунок 3.7.2.1–Сема подключения приборов к трансформаторам тока.  
Вторичная нагрузка трансформаторов представим в табл. 3.7.2.1.

Таблица 3.7.2.1 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Расчетный счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	EA05S	2	-	2
Итого		3,5	-	2

### 3.7.3 Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке. Трансформаторы напряжения подключаются к сборным шинам РУ.

Принимаем к установке элегазовые трансформаторы ЗНГ-110. Трансформаторы имеют три вторичные обмотки: две основные на  $100/\sqrt{3}$  В и дополнительную на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 1000 ВА.

Таблица 3.7.3.1 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	1	10	-
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	0	1	1	3	-
Прибор фиксирующий место КЗ	ИМФ	3,0	1	1	0	1	3	-
Расчетный счетчик	ЕА05S	2	2	1	0	1	4	-
Итого :							25	0

Суммарная потребляемая мощность

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (26)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{25^2 + 0^2} = 25 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора соединенных в звезду имеют мощность.

$$S_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 1000 = 3000 \geq S_{2\Sigma}.$$

### 3.7.4 Токоведущие части

Сборные шины 110 кВ по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на РУ, равной току наиболее мощного присоединения, в нашем случае – трансформатора на стороне ВН.

$$I_{\text{max ВН}} = 281,14 \text{ А.}$$

По таблице ПЗ.3 [3] принимаем провод АС-95/16 таблица 3.7.4.1.

Таблица 3.7.4.1 – Токоведущие части РУ ВН

Ошиновка	Максимальный длительный ток, А	Провод	Допустимый длительный ток, А
Токоведущие части	281,14	АС – 95/16	330

Согласно ПУЭ при токах трехфазного короткого замыкания 20 кА и более, гибкие шины РУ следует проверять на исключения возможности схлестывания в результате динамического действия тока КЗ. В нашем случае токи КЗ превышают 20кА. Расстояние между фазами при напряжении 110 кВ должно составлять не менее 1 м.

Проверим выбранный провод на электродинамическое действие тока КЗ. Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем, после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и значение тока КЗ.

Определим усилие от длительного протекания тока двухфазного короткого замыкания.

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{I,0}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1,5 \cdot 31194^2}{1} \cdot 10^{-7} = 1,46 \text{ Н/м.} \quad (27)$$

Определим силу тяжести одного метра токопровода

$$g = 9,8 \cdot m = 9,8 \cdot 0,385 = 3,77 \text{ Н/м,} \quad (28)$$

где  $m = 0,385$  кг - масса 1 м токопровода.

Определим отношение.

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{1}}{0,15} = 6,67, \quad (29)$$

где  $h = 1$  м - максимальная расчетная стрела провеса в каждом пролете при максимальной расчетной температуре (выбрано согласно ПУЭ);

$t_{эк} = t_3 + 0,05 = 0,1 + 0,05 = 0,15$  с, где, в свою очередь,  $t_3 = 0,01$  с - выдержка времени защиты от токов КЗ; 0,05 с - учитывает влияние апериодической составляющей.

По диаграмме [2] определим отклонение провода:

$$b = h \cdot (b/h) = 1 \cdot 0,231 = 0,231 \text{ м.} \quad (30)$$

Найденное значение  $b$  сравним с максимально допустимым:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} = \frac{1 - 0,0135 - 0,45}{2} = 0,268 \text{ м,} \quad (39)$$

где  $d = 0,0135$  м - диаметр токопровода;

$a_{\text{доп}} = 0,45$  м - наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения (значение выбрано согласно ПУЭ для напряжения 110 кВ).

Выбранный провод проходит по условию соответствия электродинамическому эффекту тока КЗ, т.к.  $b < b_{\text{доп}}$ .

Проверку на термическое действие тока КЗ не проводим, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [11].

Проверку по условиям каронирования не проводим, так как согласно [10] минимальное сечение для воздушных линий 110 кВ  $70 \text{ мм}^2$ .

### 3.7.5 Ограничители перенапряжений

Для защиты от грозовых перенапряжений в сети высокого напряжения устанавливаем ОПН на высокой стороне силовых трансформаторов [14]. В проведении специальных расчетов перенапряжений нет необходимости, а выбор характеристик ОПН произведем упрощенно по наибольшему рабочему напряжению ОПН и его энергоемкости согласно методике [23].

Основные технические характеристики приведены в таблице 3.7.5.1.

Характеристики	ОПН-110/88/10/550-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.)	88
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность: -20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А - с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ	550 2,8
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой, кВ: -250 А, кВ, не более -500 А, кВ, не более -1000 А, кВ, не более	212 218 226
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: - 5000 А, кВ, не более - 10000 А, кВ, не более - 20000 А, кВ, не более	254 268 294

### 3.8 Оборудование РУНН

#### 3.8.1 Выключатели и разъединители

К установке принимаем вакуумный выключатель типа ВВЭ-10-20/1600 с собственным временем отключения  $t_{C.B} = 0,05$  с. Привод к выключателю электромагнитный. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания  $I_{П.т} = I_{П.О} = 11,797$  кА (удаленное короткое замыкание). Расчетное время  $\tau = t_{3.min} + t_{C.B} = 0,01 + 0,05 = 0,06$  с.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{i.f} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (31)$$

где постоянная времени  $T_a$  взята из табл. 2.2,

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,797 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 5,025 \text{ кА.}$$

Постоянная времени  $T_a$  взята из [5] табл. 2.2.

					<b>ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$

$$i_{a.n.n} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк}, \quad (32)$$

где  $\beta_{ном}$  определяется по каталогу на выключатель или по кривой [5] рис. 3.1 для  $\tau = 0,035$  с.

$$i_{a.n.n} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 11,3 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания.

$$B_{\kappa} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (33)$$

$$t_{отк} = t_{p.з} + t_{o.в}, \quad (34)$$

где  $t_{p.з}$  – время действия основной защиты трансформатора, равное 0.1 с;

$t_{o.в}$  – полное время отключения выключателя ВВЭ-10-20/1600, равное 0,055 с.

$$t_{отк} = 0,5 + 0,055 = 0,555 \text{ с}.$$

$$B_{\kappa} = 11,797^2 \cdot (0,555 + 0,05) = 84,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 3.8.1.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВЭ-10-20/1600
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 1470$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$I_{i.\tau} = 11,797$ кА	$I_{отк} = 20$ кА
$i_{a.\tau} = 5,025$ кА	$i_{a.ном} = 11,3$ кА
$I_{п.о} = 11,797$ кА	$I_{пр.скв} = 20$ кА
$i_y = 30,30$ кА	$i_{пр.скв} = 52$ кА
$B_{\kappa} = 84,19$ кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600$ кА <sup>2</sup> с

Распределительное устройство на напряжении 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ серии КМ-1. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВВЭ-10. Проверка разъединителей КРУ не производится.

### 3.8.2 Трансформаторы тока

В цепи отходящей линии 10 кВ. В шкафу КРУ КМ-1 устанавливается трансформатор тока типа ТЛК-10-400 [5, т.2]. На линии 10 кВ устанавливаются: амперметр, счетчик активной и реактивной энергии. Схема включения приборов показана на рисунке 3.8.2.1

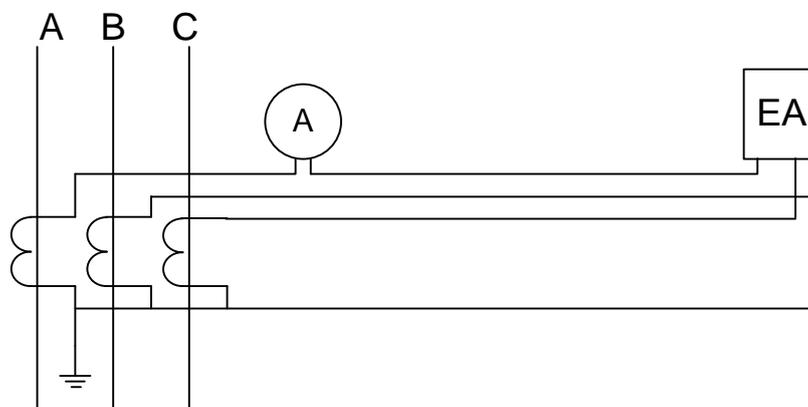


Рисунок 3.8.2.1 – Схема включения приборов

Таблица 3.8.2.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТЛК-10-500-0,5
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 412,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 500 \text{ А}$
$i_y = 30,30 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 84,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$(K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_m = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$

Вторичная нагрузка трансформаторов представим в табл. 3.8.2.2.

Таблица 3.8.2.2 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Расчетный счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	EA05S	2	-	2
Итого		2,5	–	2

Трансформаторы тока линий НН силового трансформатора.

К установке принимаем трансформаторы тока ТОЛ-10-1500.

Расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 3.7.2.3.

Таблица 3.7.2.3 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
	ГОЛ-10-1500
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1470 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$i_y = 30,30 \text{ кА}$	$I_{отк} = 102 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 84,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

В цепь линий НН силового трансформатора устанавливаются: амперметр, ваттметр, варметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

Схема подключения приборов изображена на рисунке 3.7.2.2.

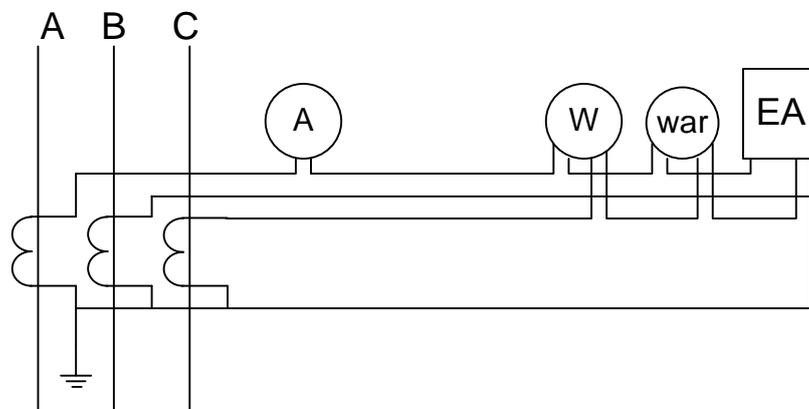


Рисунок 3.7.2.2–Сема подключения приборов к трансформаторам тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов представим в табл. 3.7.2.1.

Таблица 3.7.2.1 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Расчетный счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	EA05S	2	-	2
Итого		3,5	-	2

### 3.8.3 Трансформаторы напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю. Выбираем 3\*ЗНОЛ.09-10,  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ,  $S_{\text{ном}} = 75$  В·А в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду и к ней присоединяются катушки напряжения измерительных приборов, другая – соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции.

Таблица 3.7.2.1 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos \phi$	$\sin \phi$	Число приборов	Потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	0	1	1	3	-
Расчетный счетчик	ЕА	2	2	1	0	1	4	-
Итого :							12	0

Суммарная потребляемая мощность.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (35)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{12^2 + 0^2} = 12 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора соединенных в звезду имеют мощность.

$$S_{\text{ном}} = 3 \cdot 1000 = 3000 \geq S_{2\Sigma}.$$

### 3.8.4 Токоведущие части

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции.

Принимаем однополосные шины  $100 \times 8$  мм<sup>2</sup>,  $I_{\text{дон}} = 1625$  А [4, 6].

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 1470 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 1625 \text{ A}.$$

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\epsilon}}}{\tilde{N}} = \frac{\sqrt{84,19 \cdot 10^6}}{91} = 100,83 \text{ мм}^2, \quad (36)$$

где  $B_{\kappa}$  – тепловой импульс, рассчитан при выборе выключателя;

$C$  – функция, значение которой для алюминиевых шин равно 91  $\left[ \frac{\text{A} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2} \right]$ .

$$q_{\min} = 100,83 \text{ мм}^2 < 800 \text{ мм}^2. \quad (37)$$

Проверяем шины на механическую прочность.

Определяем пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц.

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (38)$$

откуда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}. \quad (39)$$

Если шины расположены горизонтально, то

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,67 \text{ см}^4, \quad (40)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{66,67}{8}} = 2,5 \text{ м}^2, \quad (41)$$

$$l \leq \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м}. \quad (42)$$

Принимаем расположение шин горизонтальное, пролёт 1,58 м, расстояние между фазами  $a = 0,8 \text{ м}$ .

Определим напряжение в материале шин от взаимодействия фаз

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,33 \text{ см}^3 \quad (43)$$

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \frac{F_{\text{расч}}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{30,3^2 \cdot 10^6 \cdot 1,58^2}{0,8 \cdot 13,33} = 3,72 \text{ Мпа}, \quad (44)$$

что меньше  $\sigma_{\text{доп}} = 90 \text{ Мпа}$ . Таким образом, шины механически прочны.

## 4 МОЛНИЕЗАЩИТА

Процесс атмосферного перенапряжения можно представить следующим образом. Нижняя часть грозового облака (обычно заряженная отрицательно) и земля образуют своего рода конденсатор с обкладками «облако – земля» рисунок 4.1. По мере накопления отрицательных зарядов облака и положительных зарядов земли растет напряженность электрического поля между ними. Когда напряженность в каком-нибудь месте достигает критического значения (25–30 кВ/см), воздух ионизируется, воздух становится электропроводным и начинается развитие разряда с облака на землю [Ларионов-1974].

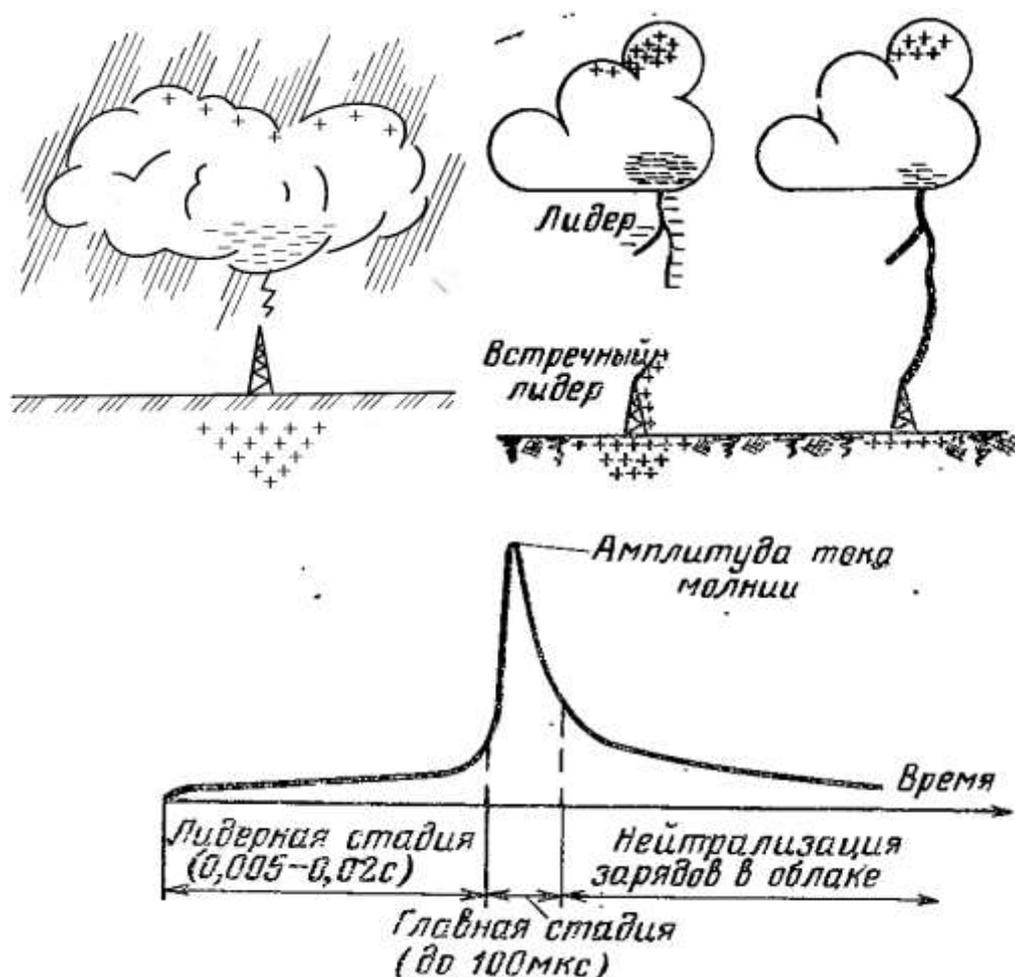


Рисунок 4.1 – Возникновение разряда молнии

В начальной стадии молния представляет собой относительно медленно (со скоростью в среднем  $2 \cdot 10^5$  м/с) развивающийся слабосветящийся канал (лидер), окружённый достаточно обширной зоной ионизации, которая заполняется зарядами того же знака, что и заряд облака (рис. 10.1, б). Рас-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

пределённый вдоль канала заряд индуктирует на поверхности земли и на расположенных на ней объектах, например, на металлической мачте заряды другого знака. По мере приближения лидера к земле величина индуктированного заряда и напряжённость электрического поля на вершине возвышающегося объекта возрастают и с него начинает развиваться встречный лидер.

Когда оба канала встречаются (это происходит вблизи земли), начинается главная стадия разряда. Во время этой стадии происходит нейтрализация зарядов. Процесс этот распространяется от земли к облаку со скоростью порядка  $10^7$  м/с и сопровождается сильным свечением канала разряда. По каналу в течение очень короткого времени – до 100 мкс – проходит очень большой ток, разогревающий канал до температуры 20000–35000 °С – рис. 10.1, в.

Часто по одному и тому же каналу происходит несколько разрядов молнии – это явление воспринимается нами как мерцание молнии. В большинстве случаев молния состоит из двух-трёх отдельных разрядов. Иногда количество разрядов достигает 20–30 и может длиться до 1 с. В большинстве случаев длительность молнии не превышает 0,1 с. Амплитуда тока молнии  $I_m$  достигает в среднем 25 кА, а в одном случае из ста – 200 кА.

Рассмотрим процесс возникновения перенапряжений в линии электропередачи. Перед моментом разряда в проводах линии электропередачи возникает электрический ток, обусловленный притягиванием положительных зарядов с дальних участков линии к месту расположения облака. После разряда молнии электрическое поле исчезает вследствие нейтрализации зарядов облака и земли, накопившиеся в линии заряды, больше не удерживаются электрическим полем и начинают растекаться к обоим концам линии. Так возникают две электромагнитные волны индуктированного перенапряжения, движущиеся по линии в противоположных направлениях со скоростью света. Прямой удар молнии в линию электропередачи при этом не обязателен.

Между проводами и землей возникает напряжение, кВ, определяемое по эмпирической формуле  $U = 100 \cdot I_m$ .

Во время грозы на проводах воздушных линий и открытых электроустановок индуцируются электростатические заряды, которые при разрядах молний, происходящих на близком расстоянии от линий, превращаются в распространяющиеся по сети волны перенапряжения. Такие перенапряжения могут стать причиной пробоя изоляции силовых трансформаторов, электрических машин и другого электрооборудования, присоединенных к воздушным сетям.

Если эти перенапряжения превышают электрическую прочность изоляции в какой-либо точке линии или на подстанции, то происходит перекрытие изоляции, ее пробой и короткое замыкание.

Прямое попадание молнии в проводники или электрооборудование установок электроснабжения приводит к их электродинамическому разрушению и расплавлению. Во избежание такой опасности установки электроснабжения в предписанных ПУЭ случаях снабжают молниеотводами, причем в случае концентрированных объектов (подстанций, РУ и т.п.) применяют *стержневые*, а в случае протяженных объектов (к ним прежде всего, относятся воздушные линии ВЛ) – *тросовые* молниеотводы. У зданий молниеотводом может служить заземленная арматура железобетонных конструкций кровли, металлическое покрытие кровли и т.п. Так, здания закрытых подстанций и РУ обычно защищают от прямых ударов молнии в случаях, когда длительность грозовой деятельности превышает 20 ч в год, путем заземления кровли. Если конструкция кровли не позволяет применять такого заземления, то на крыше здания устанавливают стержневые молниеотводы.

В городских условиях удар молнии наиболее вероятен в трубы промышленных предприятий, линии электропередач, телевизионные вышки или отдельно стоящие высокие здания (особенно с установленными антенно-мачтовыми сооружениями базовых станций сотовой связи). Основные пути заноса перенапряжений для объектов различного типа показаны на рисунок

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

4.2. Интенсивность грозовой деятельности в данной местности принято характеризовать общей продолжительностью гроз в часах. Челябинская область находится в зоне со среднегодовой продолжительностью гроз от 40 до 60 часов в год, а некоторые горные районы в западной части области – до 80 часов в год [п. 2.5.38; рис. 2.5.3, ПУЭ], при этом число ударов молнии на 1 квадратный километр площади в год составляет 3,8–5 [Ларионов-1974].

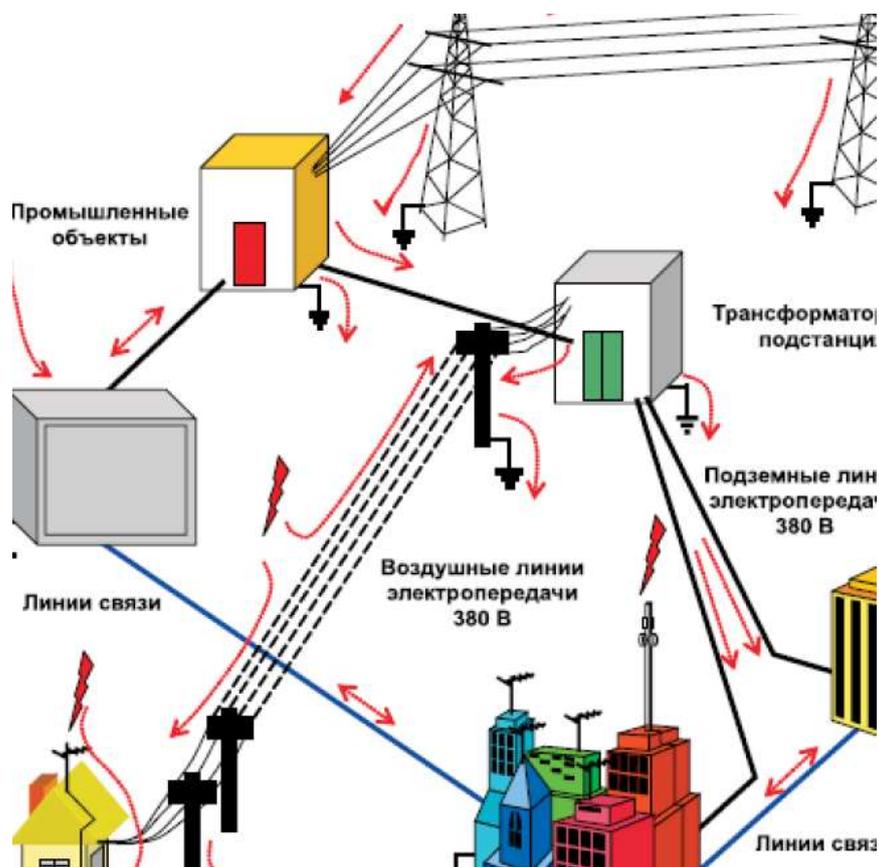


Рисунок 4.2 – Пути заноса перенапряжений

Открытые РУ и подстанции защищают от прямых ударов молнии при номинальном напряжении 20 кВ и выше. Защиту выполняют стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми, как правило, на конструкциях РУ.

Подходы к подстанциям воздушных линий 35 кВ и выше защищают тросовыми молниеотводами на длине 1–4 км в зависимости от напряжения и конструктивного исполнения линий. Линии 110 кВ и выше на железобетонных и металлических опорах защищают молниезащитными тросами по всей длине. Требования к конструктивному исполнению молниеотводов, к заземляющим проводникам и заземлителям, к допустимым расстояниям элементов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

молниеотводов и заземляющих устройств от электрооборудования, частей зданий и сооружений подробно изложены в нормативных документах. Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в *зону защиты* молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5%) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Вертикальный стержневой молниеотвод представляет собой высокий столб с проложенным вдоль него стальным проводом, который соединен с заземлителем. Горизонтальный молниеотвод представляет собой провод, расположенный над фазными проводами линии на тех же опорах. Чем выше над защищаемым объектом расположен молниеотвод, тем больше его защитная зона, в которой молниеотвод как бы перехватывает молнию и отводит ее в землю.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h < 150$  м представляет собой круговой конус рисунок 4.3 с вершиной на высоте  $h_0 < h$ . Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте  $h_x$  представляет собой круг радиусом  $r_x$ . На уровне земли зона защиты образует круг радиусом  $r_0$ . Граница зоны защиты (при вероятности прорыва 0,05) описывается формулами:

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,92 \cdot h; \\ r_0 &= 1,5 \cdot h; \\ r_x &= 1,5 \cdot \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right). \end{aligned}$$

Высота одиночного стержневого молниеотвода при известных для защищаемого объекта величинах  $h_x$  и  $r_x$  определяется по формуле:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}.$$

Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высотой  $h < 150$  м показана на рисунке 4.4. Торцевые области зоны защиты (габариты  $h_0$ ,  $r_0$ ,  $r_x$ ) определяются как зоны одиночных стержневых молниеотводов. Зоны

защиты двойного стержне- вого молниеотвода (при вероятности прорыва 0,05) имеют следующие га- бариты [Методические указания]:

При известных  $h_c$  и  $L$  (при  $r_{cx} = 0$ ) высота молниеотвода определяется по формуле:

$$h = \frac{h_c + 0,14L}{1,13}.$$

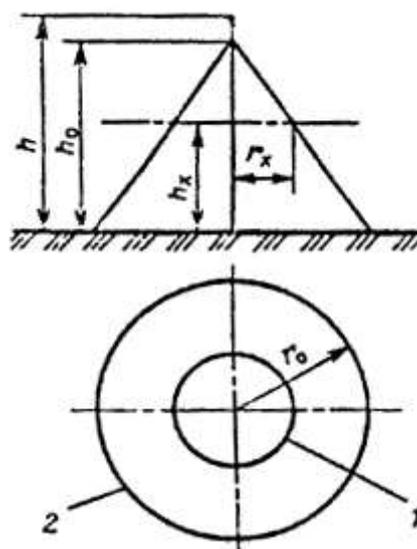


Рисунок 4.3 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

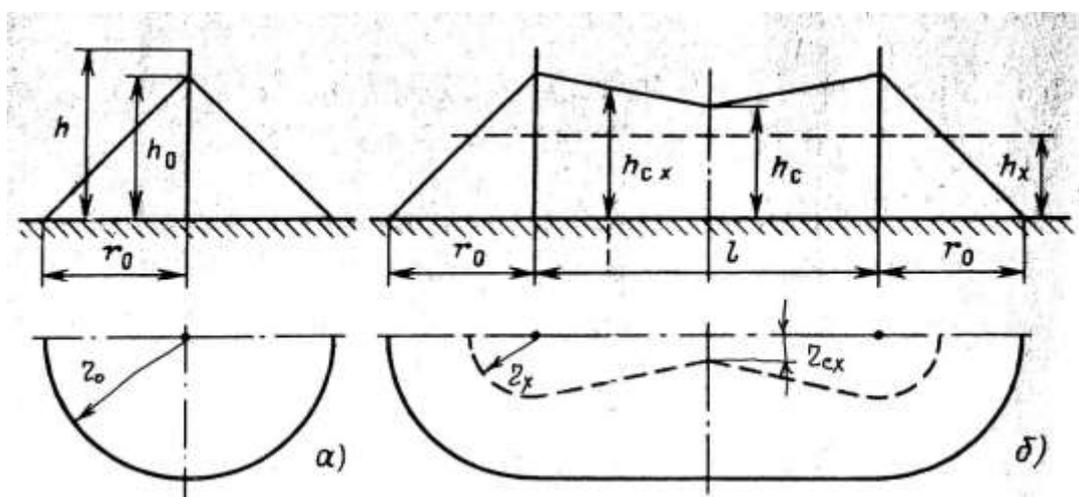


Рисунок 4.4 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 м

Тросовые молниеотводы защищают линию на всей протяженности тросов. Для отвода токов разряда молнии в землю молниеотводы присоединяются к заземляющему устройству (заземлителю) на подстанции и на каждой опоре линии. Заземлители выполняют из стальных труб, прутков или угол-

ков, вбиваемых в землю. Сопротивление заземлителей опор линий электропередачи должно быть не более 30 Ом, сопротивление заземляющего устройства подстанции – не более 0,5 Ом.

Материалом молниеотводов и их заземляющих проводников служит сталь. Сечение проводников системы молниезащиты выбирают для обеспечения термической и динамической стойкости при протекании тока молнии, а также механической прочности и коррозионной стойкости не ниже определенных минимально допустимых значений. Так, в наружных установках диаметр круглых стальных заземляющих проводников следует выбирать не менее 6 мм, а сечение плоских, угловых и других проводников – не менее 48 мм<sup>2</sup> при толщине стенок не менее 4 мм.

Защита зданий, закрытых подстанций, распределительных устройств от прямых ударов молнии выполняется заземлением молниеприемной сетки, железобетонных несущих конструкций кровли или металлического покрытия кровли. При отсутствии металлических покрытий на крыше здания устанавливают стержневые молниеотводы. Открытые РУ и подстанции защищают стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми на опорах РУ.

Наличие молниезащиты воздушных линий и подстанций не предотвращает возникновение атмосферных перенапряжений при разрядах молнии вблизи подстанций и линий. Поэтому грозозащита воздушных линий, подстанций и РУ предусматривает установку на линиях, не защищенных тросами по всей длине, трубчатых разрядников, установку в РУ вентильных разрядников, применение на изоляторах защитных промежутков. Основными аппаратами защиты трансформаторов, электрических устройств и другого электрооборудования подстанции в настоящее время являются ограничители перенапряжений ОПН, состоящие из нелинейных резисторов варисторного типа.

					<i>ЮУрГУ – ПЗ – 571.03.02.2017.ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной квалификационной работе были произведёны расчёты и анализ существующей сети Нижневартковского энергорайона. Выполнены расчёты текущего, минимального и максимального режимов сети. Рассчитаны аварийные режимы.

Проведено подключение подстанции «Индустриальная». Рассчитаны и выбраны параметры оборудования подстанции.

Для подстанции выбрано оборудование:

- выключатели ВГУ-110-40/3150 У1;
- разъединители РДЗ-1-110/1000 У1;
- трансформаторы тока ТРГ-110-300 У1;
- трансформаторы напряжения ЗНГ-110 У1;
- токоведущие части 110 кВ – АС-95/16;
- ограничители перенапряжений ОПН-110/88/10/550 УХЛ1;
- выключатели ВВЭ-10-20/1600 У3;
- трансформаторы тока ТОЛ-10-1500 У2;
- трансформаторы тока ТЛК-10-200 У3;
- трансформаторы напряжения ЗНОЛ.09-10 У2;
- токоведущие части 10 кВ – однополюсные шины 100х8 мм<sup>2</sup>.

					<b>ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985
2. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для ВУЗов/Под ред. А.А. Васильева. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.-3-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 1987
4. Номенклатурный катало: Каталог. – ООО «Тольяттинский трансформатор», 2016. – 126 с.
5. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 61 с.
6. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750кВ. Типовые решения. – ОАО «ФСК», 2007. – 132с.
7. Электротехнический справочник. – 7-е изд., испр. / Под ред. профессоров МЭИ. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 1988. – Т.2 и Т.3, кн.1.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Сагирова И.С., Давыдова Т.Н. Аппараты высокого напряжения. Том 2. Разъединители и заземлители. Часть 1. Разъединители внутренней установки: Справочник. – М.: Информэлектро, 2000.
10. Правила устройства электроустановок. – 6-е издание с изменениями и дополнениями – М.:Госэнергонадзор, 2001. – 944 с.
11. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527 – 98. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 151 с.

					ЮУрГУ – ПЗ – 571.13.03.02.2017.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73