

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Энергетический факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
«\_\_»\_\_\_\_\_2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова  
«\_\_»\_\_\_\_\_2019 г.

Расчет режимов высоковольтного района ПО «ЧГЭС».  
Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ «Восточная».

ПОЯНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ–13.03.02.2019.225 ПЗ ВКР

Руководитель работы  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_/В.В. Тарасенко  
«\_\_»\_\_\_\_\_2019 г.

Автор проекта  
студент группы П-471

\_\_\_\_\_/А.В. Неженцев  
«\_\_»\_\_\_\_\_2019 г.

Нормоконтролер  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_/В.В. Тарасенко  
«\_\_»\_\_\_\_\_2019 г.

Челябинск 2019

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(Национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический  
Факультет Энергетический  
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения  
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ /И.М. Кирпичникова/  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Неженцева Алексея Викторовича  
(Ф. И.О. полностью)

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы

Расчет режимов высоковольтного района ПО «ЧГЭС». Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ «Восточная».

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 2019 г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к работе

Схема высоковольтного района ПО «ЧГЭС» \_\_\_\_\_

Длины существующих линий и марки проводов \_\_\_\_\_

Количество, марки и мощности трансформаторов, установленных на подстанциях \_\_\_\_\_

Мощности потребителей сети в максимальном режиме нагрузок \_\_\_\_\_

Мощности вырабатываемой электроэнергии в максимальном режиме нагрузок \_\_\_\_\_

Электрическая схема подстанции «Восточная» \_\_\_\_\_

Список установленного оборудования на подстанции «Восточная» \_\_\_\_\_

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

- 1) Расчет режимов участка сети \_\_\_\_\_
- 2) Реконструкция подстанции «Восточная» \_\_\_\_\_
- 3) Влияние электромобилей и зарядных станций на электрические сети \_\_\_\_\_

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

- 1) Принципиальная схема участка сети ПО "ЧГЭС" 110 кВ \_\_\_\_\_ 1 лист
- 2) Схема электрическая ПС Восточная 110/6 кВ \_\_\_\_\_ 1 лист
- 3) План ПС Восточная 110/6 кВ \_\_\_\_\_ 1 лист
- 4) Карта расчёта режимов в программе NetWORKS \_\_\_\_\_ 1 лист
- 5) Влияние электромобилей и зарядных станций на электрические сети \_\_\_\_\_ 1 лист

Всего 5 листов

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

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись)

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

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ исходных данных		
Выбор трансформаторов на реконструируемой подстанции		
Выбор проводов новых ЛЭП.		
Определение параметров основного оборудования		
Оценка балансов активной и реактивной мощности в существующей сети.		
Проверка состояния действующего оборудования сети		
Расчёт режимов сети		
Замена линий		
Выбор схемы РУ ВН		
Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах		
Расчет токов короткого замыкания		
Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, изоляторов, средств контроля и измерений		
Изучение влияния электромобилей и зарядных станций на электрические сети.		

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы \_\_\_\_\_ /В.В. Тарасенко/

Студент \_\_\_\_\_ /А.В. Неженцев/

## АННОТАЦИЯ

Неженцев А.В. Расчет режимов высоковольтного района ПО «ЧГЭС». Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ «Восточная». – Челябинск: ЮУрГУ, П – 471, 2019 г., стр. 78, илл. 9, табл. 30. Список литературы – 21 наименований. 5 листов чертежей формата А1

В данной работе проведен расчёт режимов участка сети ПО «ЧГЭС» при различных нагрузках в узлах сети. В соответствии с исходными данными.

По результатам расчёта выявлены перегружаемые и не экономично работающие ВЛЭП. Для них выбраны рекомендуемые к замене сечения проводов. Выбор проведен по экономической плотности тока, длительно допустимому току и минимально допустимому сечению.

В работе так же разработан вариант реконструкции подстанции «Восточная» в котором предусмотрен перевод потребителей СН 35 кВ, на напряжение ВН 110 кВ, без изменения их мощности. Потребители НН 6 кВ так же остаются без изменения, реконструкция стороны НН на подстанции не предусмотрена.

Дополнительно в работе рассматривается вопрос влияния электромобилей и зарядных станций на электрические сети.

На листах формата А1 составлены структурная схема участка ПО «ЧГЭС», электрическая схема подстанции «Восточная», план РУ ВН и разрез одной из ячеек. Составлена карта режимов сети в программе NetWORKS и плакат относящийся к спец вопросу.

					<i>13.03.02.2019.225 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Неженцев</i>			Расчет режимов высоковольтного района ПО «ЧГЭС». Реконструкция подстанции 110/35/6 кВ «Восточная»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Тарасенко</i>					5	78
<i>Реценз.</i>						<b>ЮУрГУ</b>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Тарасенко</i>				<b>Кафедра ЭССиС</b>		
<i>Утверд.</i>		<i>Кирпичникова</i>						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Расчет режима участка сети.....	8
1.1. Исходные данные сети .....	8
1.2. Выбор трансформаторов на реконструируемой подстанции .....	12
1.3. Выбор проводов новых ЛЭП. Характеристики ЛЭП.....	14
1.4. Параметры основного оборудования.....	16
1.5. Оценка балансов активной и реактивной мощности в существующей сети. ....	22
1.6. Проверка состояния действующего оборудования сети.....	24
1.7. Расчёт режимов сети.....	25
1.8. Замена линий .....	49
2 Реконструкция подстанции «Восточная».....	52
2.1. Выбор схемы РУ ВН.....	52
2.2. Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах .....	53
2.3. Расчет токов короткого замыкания .....	54
2.4. Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, изоляторов, средств контроля и измерений .....	57
3 Влияние электромобилей и зарядных станций на электрические сети...	70
3.1. Распространение электромобилей.....	70
3.2. Нагрузка на сеть .....	71
3.3. Реактивная мощность и гармонические искажения .....	74
3.4. Вывод о влиянии электромобиля .....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	77
Библиографический список.....	78

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

## ВВЕДЕНИЕ

Мы проживаем в огромной стране. На её территории расположено большое количество электростанций и подстанций, которые связаны между собой электрическими сетями различных напряжений. Всё вместе это составляет единую энергетическую систему России и является технологически единым объектом.

Долгое время энергетика нашей страны имела малое финансирование, и это привело к тому, что большая часть электростанций и подстанций морально и физически устарели. Они не соответствуют современным требованиям эргономичности, безопасности и надежности. Вследствие этого в настоящее время большое значение имеет проектирование энергосетей и реконструкции имеющихся подстанций.

Реконструкция подстанции – осознанный творческий процесс с глубоким пониманием существа рассматриваемых вопросов и задач. Развитие и изменение конфигурации сети очень сложный и серьезный процесс.

Важно знать и помнить, что любое, даже не значительное, изменение в сети приводит к изменению установившихся режимов её работы. Именно поэтому необходимо уметь рассчитывать режимы сети. Результат расчёта позволяет провести полный анализ сети. Оценить загрузку линий и оборудования. Понять оптимально ли работает сеть или её режим необходимо регулировать.

Цель данной работы заключается в расчете режимов участка существующей сети ПО «ЧГЭС» при различных нагрузках и в послеаварийных режимах. Проведение анализа участка сети, проверка оборудования. Разработка подстанции «Восточная», на которой планируется реконструкция.

Результаты работы рекомендуется использовать при проектировании реконструируемой подстанции.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# 1 РАСЧЕТ РЕЖИМА УЧАСТКА СЕТИ

## 1.1. Исходные данные сети

Для проведения расчёта режима и анализа сети запишем данные всех подстанций, имеющих в сети. В таблицу 1 приведем информацию о малых подстанциях. Мощности трансформаторов взяты из [7].

Таблица 1 – Действующие подстанции в максимальном режиме

№	Подстанция	Нагрузка				Силовые тр-ры		
		P, МВт		Q, МВАр		S, МВА	Марка	S <sub>ном.т.</sub> МВА
1	Аэродромная	47,99		9,54		48,93	2хТРДН-63000/110/10/10	63
2	ЧЭРЗ	9	13,8	3,5	6,2	15,13	2хТДН-16000/110/6	16
		4,8		2,7				
3	Северная	18,6	24,1	5,6	7,1	25,12	2хТД-40000/110/6	40
		5,5		1,5				
4	С/З Котельная	3,90		2,50		4,63	2хТДН-10000/110/10	10
5	КПД	2,20		0,70		2,31	2хТМН-2500/110/10	2,5
6	Цинковая	3,7	7,4	1,1	2,2	7,72	2хТДН-10000/110/10	10
		3,7		1,1				
7	Заречная	15,08	18,68	3,03	3,93	19,09	2хТДН-16000/110/6	16
		3,59		0,9			ТРДН-25000/110/6/6	25
8	Тракторозаводская	22,95		4,62		23,41	2хТДН-25000/110/10	25
9	Восточная	45,80		8,55		46,59	-	-
10	ТЗП-2	5,5	11	3,3	6,6	12,83	2хТДН-16000/110/10	16
		5,5		3,3				
11	Транзитная	11,30		3,70		11,89	2хТДН-16000/110/10	16
12	Бульварная	22,07		3,39		22,33	2хТРДН-25000/110	25



/10/10

## Продолжение таблицы 1

№	Подстанция	Нагрузка			Силовые тр-ры	
		P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Марка	S <sub>ном.т.</sub> , МВА
13	Чурилово - Т	3,60	1,90	4,07	ТМН-6300/110/10	6,3
14	ЗСО	14,20	3,90	14,73	2хТДН-16000/110/10	16
15	Отпайка на ПС Южная	67,00	21,60	70,40	-	-

Для крупных подстанций запишем в таблицу 2 нагрузки всех присоединений.

Таблица 2 – Нагрузки присоединений крупных п/ст в максимальном режиме

Присоединение		P, МВт	Q, МВАр
Исаково			
1	Синеглазово	20,1	11,06
2	Смолинский карьер	17,5	8
		22,6	10,17
3	П/Ст Исаково	6,4	2,5
4	ЧТПЗ-3	26,8	13,4
5	П/Ст Сосновская	27	12,6
		23,4	10,53
6	П/Ст Южные копи	10,8	7,1
		-6,5	7,4
7	П/Ст Коркино	2,4	3,1
		3,7	2,8
8	ОРУ 220 П/Ст Исаково	-85,9	-43,8
		-94,1	-54,3
ТЭЦ – 1			
1	П/Ст Южные копи	-7	-4,3
		-12,6	-6,3
2	ЧТПЗ-2	14,2	5,3

Лист

130302.2019.225 ПЗ ВКР

9

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

		24,3	12,2
3	СН и Потребители	76,9	39,3

Продолжение таблицы 2

Присоединение		P, МВт	Q, МВАр
ТЭЦ – 2			
1	СН	5	1,9
2	Потребители ТЭЦ – 2	35	30
ТЭЦ – 4			
1	П/Ст Промплощадка	65,9	27,68
		65,9	27,68
2	СН и Потребители	48,5	18,5
ЧТЗ			
1	ЧТЗ	31,40	19,40
Гусеничная			
1	Гусеничная	39,10	28,50

Просуммировав нагрузки присоединений найдем эквивалентные мощности. Для примера приведем расчёт для подстанции Исаково.

Определим эквивалентную активную мощность  $P_э$  по следующей формуле (1):

$$P_{эМ} = \sum P_{Mn}, \quad (1)$$

где М – индекс подстанции, для п/ст Исаково (И);

n – номер присоединения данной подстанции.

$$\begin{aligned} P_{эИ} &= P_{И1} + P_{И2} + P_{И3} + P_{И4} + P_{И5} + P_{И6} + P_{И7} + P_{И8} = \\ &= 20,1 + 17,5 + 22,6 + 6,4 + 26,8 + 27 + 23,4 + 10,8 - 6,5 + 2,4 + 3,7 - 85,9 - \\ &\quad - 94,1 = -25,8 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

Определим эквивалентную реактивную  $Q_э$  мощность по подобной формуле (2):

$$Q_{эМ} = \sum Q_{Mn}, \quad (2)$$

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

$$Q_{эИ} = Q_{И1} + Q_{И2} + Q_{И3} + Q_{И4} + Q_{И5} + Q_{И6} + Q_{И7} + Q_{И8} = \\ = 11,06 + 8 + 10,17 + 2,5 + 13,4 + 12,6 + 10,53 + 7,1 + 7,4 + 3,1 + \\ + 2,8 - 43,8 - 54,3 = -9,44 \text{ МВАр.}$$

Зная P и Q, определим полную мощность S по формуле (3):

$$S = P + jQ, \quad (3)$$

$$S_{эИ} = -25,8 - j9,44 \text{ МВА.}$$

То, что суммарная эквивалентная нагрузка получилась отрицательной, свидетельствует о том, что нагрузка на п/ст не потребляется сетью, а наоборот подстанция подпитывается, из сети.

Для других подстанций расчёт аналогичен, его результаты представим в таблице 4.

Таблица 4 – Эквивалентные мощности крупных п/ст в максимальном режиме.

№	П/ст	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА
16	Исаково	-25,8	-9,44	-25,8-j9,44
17	ТЭЦ – 1	95,8	46,2	95,8+j46,2
18	ТЭЦ – 2	40	31,9	40+j31,9
19	ТЭЦ – 4	180,3	73,86	180,3+j73,86
20	ЧТЗ	31,4	19,4	31,4+j19,4
21	Гусеничная	39,1	28,5	39,1+j28,5

Вся нагрузка и мощности всех подстанций приведены к стороне ВН.

В таблицу 5 запишем параметры действующих электростанций.

Так как, из таблиц видно, что реактивная мощность нагрузок не велика, то для повышения качества электроэнергии принимаем, что генераторы на электростанциях работают с  $\cos \phi_r = 0,9$ .

Тогда реактивную мощность электростанций  $Q_r$ , найдем по формуле (4):

$$Q_r = P_r \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \phi_r} - 1}, \quad (4)$$

где  $P_r$  – активная мощность, вырабатываемая эл/ст.

$$Q_{\Gamma} = 133,8 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,9^2} - 1} = 64,8 \text{ МВАр.}$$

Так же проведем расчёт для каждой эл/ст и результат занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Генерируемые мощности действующих электростанции в максимальном режиме.

Электрические станции		Генерация		
		P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВАр	S <sub>г</sub> , МВА
1	ТЭЦ - 1	133,8	64,8	133,8+j64,8
2	ТЭЦ - 2	320,0	154,98	320+j154,98
3	ТЭЦ - 4	494,5	239,5	494,5+j239,5
	Сумма	948,3	459,3	948,3+j459,3

## 1.2. Выбор трансформаторов на реконструируемой подстанции

По плану на подстанции Восточная производится изменение РУ ВН. Сеть СН 35 кВ, убирается вся её мощность переводится на напряжение ВН 110 кВ [5]. Выберем трансформаторы, которые будут установлены после реконструкции. Для этого распишем действующие нагрузки подстанции Восточная в таблице 6.

Таблица 6 – Действующие нагрузки подстанции Восточная в максимальном режиме

Нагрузка, МВА		
ВН	СН	НН
–	15,44 + j2,5	30,36 + j6,05

После реконструкции в сети появляется две новых подстанции напряжением 110 кВ. Поэтому запишем в таблице 7 мощности нагрузок новых подстанций и ПС Восточная.

Таблица 7 – Нагрузки подстанции Восточная и новых подстанциях после реконструкции, в максимальном режиме.

№	Подстанция	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА
9	Восточная	30,36	6,05	30,96
22	Центральная	10,5	1,6	10,62

23	Строммашина	4,94	0,9	5,02
----	-------------	------	-----	------

Транзитная мощность, передаваемая через подстанцию равна 15,44 МВА, потребляемая мощность равна 30,96 МВА. Считая потоки мощности в узле и пренебрегая потерями в трансформаторе и мощностью собственных нужд, принимаем мощность на вводе равной 46,59 МВА.

Произведем выбор трансформаторов. Выбор трансформаторов включает в себя определение типа, количества, номинальной мощности трансформаторов и структурной схемы проектируемой подстанции.

Количество трансформаторов на подстанции определяется в зависимости от мощности и категории электроприёмников, а также от наличия резервных источников питания.

Так как от подстанции питаются потребители 1, 2, 3 категорий и питание приходит только со стороны высокого напряжения, то по условиям надежности требуется установка двух трансформаторов [2].

При установке на подстанции более одного трансформатора, расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, оставшиеся в работе трансформаторы с учетом перегрузки должны передавать всю необходимую мощность. Предполагаемая мощность трансформатора  $S_T$  рассчитывается по формуле (5):

$$S_T = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot K_3} \quad (5),$$

где  $S_{\text{нагр}}$  – мощность потребителей (нагрузки), МВА;

$n$  – число трансформаторов на подстанции;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов.

Коэффициент загрузки трансформаторов принимается равным 0,7 [4]. По формуле (1), получим:

$$S_T = \frac{30,96}{2 \cdot 0,7} = 22,114 \text{ МВА.}$$

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Выбираем трансформатор с ближайшей стандартной мощностью  $S_{\text{ном.т}} = 25 \text{ МВА}$ . И так, к установке на подстанцию выбираем 2 силовых трансформатора ТДН-25000/110/6/6 (трансформатор силовой трехфазный, с принудительной циркуляцией воздуха и естественным охлаждением масла, с регулированием напряжения под нагрузкой).

### 1.3. Выбор проводов новых ЛЭП. Характеристики ЛЭП.

Произведем выбор проводов для транзитных ЛЭП. Для вводных ЛЭП выбор не проводится, так как они остаются без изменений, потому что суммарная мощность подстанции не изменяется. Так как потребители относятся ко 2 категории то питание каждой подстанций обеспечивается двумя параллельными линиями [2].

Линия транзита

Номинальный ток для  $n$  параллельных линий:

$$I_{\text{норм.тр}} = \frac{S_{\text{транз}}}{n_{\text{тр}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (6)$$

где  $n_{\text{тр}}$  – число транзитных линий.

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{max.тр}} = \frac{S_{\text{транз}}}{(n_{\text{тр}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}. \quad (7)$$

Определим ток, протекающий в транзитной линии к подстанции Центральная.

$$I_{\text{норм.тр22}} = \frac{10,62 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 27,87 \text{ А},$$

$$I_{\text{max.тр22}} = \frac{15,64 \cdot 10^6}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 81,14 \text{ А}.$$

Экономически выгодное сечение:

$$F_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{j_3}, \quad (8)$$

где  $j_3$  – экономическая плотность тока, считаем равной 1[2].

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$$F_3 = \frac{27,87}{1} = 27,87 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС-70/11 с длительно допустимым током  $I_d = 265 \text{ А}$ . Так как это минимальный провод для ВЛ 110 кВ, по условию короны.

Расчет для линии к подстанции Строммашина аналогичен.

$$I_{\text{норм.тр23}} = 13,17 \text{ А},$$

$$I_{\text{max.тр23}} = 26,34 \text{ А},$$

$$F_3 = 13,17 \text{ мм}^2.$$

Для линии так же выбираем провод АС-70/11.

Запишем длины и сечения всех линий в таблицу 8.

Таблица 8 – Эксплуатируемые ЛЭП

Линии			Марка провода	Кол-во цепей	Длина, км
1	Шагол	Аэродромная	АС-240	1	5,5
2	Шагол	Отпайка на ЧЭРЗ	АС-240	1	6,5
3	Аэродромная	Отпайка на ЧЭРЗ	АС-240	1	1
4	Отпайка на ЧЭРЗ	ЧЭРЗ	АС-120	2	0,13
5	Отпайка на ЧЭРЗ	Отпайка на Северная	АС-240	2	1,5
6	Отпайка на Северная	Северная	АС-120	2	1,2
7	Отпайка на Северная	ТЭЦ-4	АС-240	2	1,5
8	Шагол	С/З Котельная	АС-240	1	4,1
9	Шагол	Отпайка на Цинковая	АС-240	1	7,5
10	С/З Котельная	Отпайка на Цинковая	АС-240	1	3,5
11	Отпайка на Цинковая	Цинковая	АС-185	2	0,1
12	Отпайка на Цинковая	ТЭЦ-4	АС-240	2	2
13	Шагол	КПД	АСУ-400	1	1,9
14	Шагол	Бульварная	АСУ-400	1	18,4

15	КПД	Транзитная	АСУ-400	1	12,48
16	Бульварная	ТЭЦ-2	АСО-500	1	9,5
17	Транзитная	ТЭЦ-2	АСО-500	1	5,8
18	ТЭЦ-2	ЧТЗ	АСКС-300	2	1,6
19	ЧТЗ	Отпайка на ТЗП-2	АС-185	2	1,6

Продолжение таблицы 8

Линии			Марка провода	Кол- во цепей	Длина, км
20	Отпайка на ТЗП-2	ТЗП-2	АС-120	2	0,75
21	Отпайка на ТЗП-2	Гусеничная	АС-185	2	4
22	Гусеничная	Чурилово	АС-185	1	5,4
23	Гусеничная	ЗСО	АС-185	1	1,6
24	Чурилово	ТЭЦ-1	АС-185	1	6,3
25	ЗСО	ТЭЦ-1	АС-185	1	4,4
26	ТЭЦ-1	Южная	АС-185	2	8
27	Южная	Исаково	АС-185	2	4,6
28	ТЭЦ-4	Тракторозаводская	АС-185	1	5,2
29	ТЭЦ-4	Восточная	АС-185	1	5,2
30	Тракторозаводская	УЗ1	АС-185	1	1,4
31	Восточная	УЗ1	АС-185	1	0,7
32	УЗ1	ТЗП-2	АС-185	1	5,25
33	ТЭЦ-4	Заречная	АС-120	2	2,1
34	Восточная	Центральная	АС-70	2	2,4
35	Восточная	Строммашина	АС-70	2	2

#### 1.4. Параметры основного оборудования

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



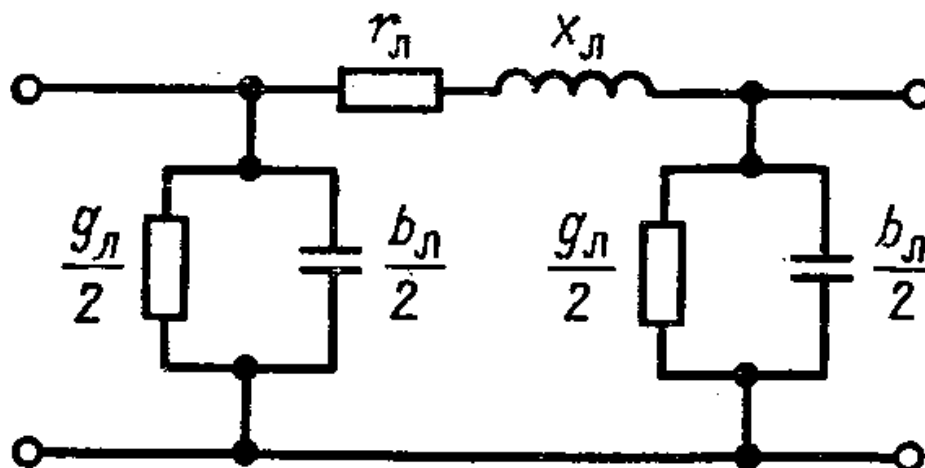


Рисунок 1 – П-образная схема замещения

Определим параметры П – образной схемы замещения линий см. рисунок

1. Для этого найдем удельные параметры проводов. Необходимые для расчета данные определим из справочников и типовых решений. Найдем среднее геометрическое расстояние между фазами  $D_{ср.г}$  по формуле (9):

$$D_{ср.г} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}, \quad (9)$$

где  $D_{12}, D_{13}, D_{23}$  – расстояние между фазами А, В, С, мм.

Для одноцепных линий 110 кВ:

$$D_{12} = 4518 \text{ мм}, D_{13} = 5800 \text{ мм}, D_{23} = 6300 \text{ мм} [6].$$

Для двухцепных линий 110 кВ:

$$D_{12} = D_{23} = 4518 \text{ мм}, D_{13} = 8000 \text{ мм} [8].$$

Среднее геометрическое расстояние для одноцепных линий 110 кВ:

$$D_{ср.г11} = \sqrt[3]{4518 \cdot 5800 \cdot 6300} = 5486 \text{ мм}.$$

Для оставшихся проводов расчет аналогичен, его результаты занесем в таблицу 9.

Определим диаметр провода в фазе  $d$  для провода АС-185/29 по формуле (10):

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}}, \quad (10)$$

где  $F$  – сечение провода, для АС-185/29 равно  $181 \text{ мм}^2$ [7].

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 181}{\pi}} = 15,18 \text{ мм}^2.$$

Для оставшихся проводов расчет подобен, его результаты запишем в таблицу 9, так же заполним таблицу справочными данными [7].

Таблица 9 – Справочные параметры линий

Марка	U <sub>НОМ</sub> , кВ	D <sub>ср.г</sub> , мм	F, мм	d, мм	ΔP <sub>НОМ</sub> , кВт
2 х АС-70/11	110	5466	68	9,305	0,025
2 х АС-120/19	110	5466	118	12,36	0,065
АС-185/29	110	5486	181	15,18	0,12
2 х АС-185/29	110	5466	181	15,18	0,1
АС-240/32	110	5486	236	17,62	0,2
2 х АС-240/32	110	5466	236	17,62	0,17

Продолжение таблицы 9

Марка	U <sub>НОМ</sub> , кВ	D <sub>ср.г</sub> , мм	F, мм	d, мм	ΔP <sub>НОМ</sub> , кВт
2 х АСКС-300/39	110	5466	301	19,57	0,25
АСУ-400/51	110	5486	394	22,39	0,55
АСО-500/64	110	5486	490	24,97	0,6

Активное удельное сопротивление провода  $r_{уд}$  определим по формуле (11):

$$r_{уд} = \frac{\rho}{F} \cdot K_{пров}, \quad (11)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление провода, для алюминия 29,5 Ом/км ;

$K_{пров}$  – коэффициент провиса, учитывающий тяжесть провода, 1,02.

Проведем расчёт для провода АС – 185/29.

$$r_{уд185} = \frac{29,5}{181} \cdot 1,02 = 0,166 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Для двухцепной линии определим по формуле (12):

$$r_{уд2 \times 185} = \frac{r_{уд185}}{2}, \quad (12)$$

$$r_{уд2 \times 185} = \frac{0,166}{2} = 0,088 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Для остальных линий расчёт будет аналогичным его результаты представим в таблице 10.

Индуктивное удельное сопротивление провода  $x_{уд}$  для марки АС – 185/29 определим по формуле (13):

$$x_{уд} = 0,144 \cdot \log \frac{2 \cdot D_{ср.г}}{d} + 0,016, \quad (13)$$

$$x_{уд185} = 0,144 \cdot \log \frac{2 \cdot 5486}{15,18} + 0,016 = 0,428 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Для двухцепной линии  $x_{уд}$  принимаем в два раза меньше. Для других линий также рассчитаем удельное сопротивление представим его в таблице 10.

Активную удельную проводимость и критическое напряжение для провода АС – 185/29 найдем по формулам (14) и (15):

$$g_{уд} = \frac{\Delta P_{кор}}{U_{ном}^2}, \quad (14)$$

где  $\Delta P_{кор}$  – потери на корону.

$$g_{уд185} = \frac{0,12 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 9,917 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}},$$

$$U_{кр} = 3,2..3,5 \cdot d \cdot \log \frac{2 \cdot D_{ср.г}}{d}, \quad (15)$$

$$U_{кр185} = 3,2..3,5 \cdot 181 \cdot \log \frac{2 \cdot 5486}{181} = 138,88..151,9 \text{ кВ}.$$

Для остальных проводов ВЛ 110 кВ по формулам (14) и (15) проведем расчет, определим активную проводимость и критическое напряжение, если  $U_{кр} > U_{ном}$ , то потери на корону в нормальном режиме можно не учитывать. Результаты расчета представим в таблице 10.

Емкостную удельную проводимость для провода АС – 185/29 найдем по формуле (16):

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

$$b_{уд} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{2 \cdot D_{ср.г}}{d}}, \quad (16)$$

$$b_{уд185} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{2 \cdot 5486}{181}} = 2,561 \frac{См}{км}.$$

Для остальных проводов ВЛ 110 кВ расчёт будет аналогичен, результаты запишем в таблицу 10.

Таблица 10 – Удельные параметры проводов.

Марка	$r_{уд},$ Ом/км	$x_{уд},$ Ом/км	$g_{уд} 10^{-9},$ См/км	$U_{кр},$ кВ	$b_{уд} 10^{-6},$ См/км
2 х АС-70/11	0,221	0,229	2,066	91..100	4,92
2 х АС-120/19	0,128	0,22	5,37	116,6..127,5	5,13
АС-185/29	0,16	0,428	9,917	138,9..151,9	2,57

Продолжение таблицы 10

Марка	$r_{уд},$ Ом/км	$x_{уд},$ Ом/км	$g_{уд} 10^{-9},$ См/км	$U_{кр},$ кВ	$b_{уд} 10^{-6},$ См/км
2 х АС-185/29	0,08	0,213	8,264	138,9..151,9	5,29
АС-240/32	0,123	0,418	16,53	157,6..172,4	2,7
2 х АС-240/32	0,062	0,209	14,05	157,6..172,4	5,41
2 х АСКС-300/39	0,05	0,206	20,66	172..188,2	5,5
АСУ-400/51	0,076	0,403	45,45	192,8..210,8	2,81
АСО-500/64	0,061	0,397	49,59	211,2..231	2,861

Зная удельные параметры всех проводов в нашей схеме, найдем параметры схем замещения линий, для этого удельные значения умножим на длину линии  $l$ :

$$r_l = r_{уд} \cdot l, \quad (17)$$

$$x_l = x_{уд} \cdot l, \quad (18)$$

$$g_l = g_{уд} \cdot l, \quad (19)$$

$$b_l = b_{уд} \cdot l. \quad (20)$$

Полное сопротивление линий  $z_l$  определим по формуле (21):

$$z_l = \sqrt{r_l^2 + x_l^2}. \quad (21)$$

Результаты расчётов сведём в таблицу 11.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Таблица 11 – Параметры П – образной схемы замещения.

№ Лин.	Марка провода	Длина, км	$r_{л},$ Ом/км	$x_{л},$ Ом/км	$z_{л},$ Ом/км	$g_{л} 10^{-6},$ См/км	$b_{л} 10^{-6},$ См/км
1	АС-240/32	5,5	0,76	2,32	2,44	90,92	14,74
2	АС-240/32	6,5	0,90	2,74	2,89	107,45	17,42
3	АС-240/32	1	0,14	0,42	0,44	16,53	2,68
4	2 х АС-120/19	0,13	0,02	0,03	0,03	0,70	0,68
5	2 х АС-240/32	1,5	0,11	0,32	0,33	21,08	8,04
6	2 х АС-120/19	1,2	0,15	0,26	0,31	6,45	6,25
7	2 х АС-240/32	1,5	0,11	0,32	0,33	21,08	8,04
8	АС-240/32	4,1	0,57	1,73	1,82	67,77	10,99
9	АС-240/32	7,5	1,04	3,17	3,33	123,98	20,10
10	АС-240/32	3,5	0,49	1,48	1,56	57,86	9,38
11	2 х АС-185/29	0,1	0,01	0,02	0,02	0,83	0,53
12	2 х АС-240/32	2	0,14	0,42	0,44	28,10	10,72
13	АСУ-400/51	1,9	0,19	0,78	0,80	86,36	5,23

Продолжение таблицы 11

№ Лин.	Марка провода	Длина, км	$r_{л},$ Ом/км	$x_{л},$ Ом/км	$z_{л},$ Ом/км	$g_{л} 10^{-6},$ См/км	$b_{л} 10^{-6},$ См/км
14	АСУ-400/51	18,4	1,82	7,56	7,78	836,28	50,66
15	АСУ-400/51	12,48	1,24	5,13	5,28	567,22	34,36
16	АСО-500/64	9,5	0,93	3,90	4,01	471,11	26,16
17	АСО-500/64	5,8	0,57	2,38	2,45	287,62	15,97
18	2 х АСКС-300/39	1,6	0,11	0,34	0,35	33,06	8,59
19	2 х АС-185/29	1,6	0,13	0,34	0,36	13,22	8,49
20	2 х АС-120/19	0,75	0,10	0,17	0,19	4,03	3,91
21	2 х АС-185/29	4	0,32	0,85	0,91	33,06	21,23
22	АС-185/29	5,4	0,86	2,31	2,46	53,55	14,31
23	АС-185/29	1,6	0,26	0,68	0,73	15,87	4,24
24	АС-185/29	6,3	1,01	2,69	2,87	62,48	16,70
25	АС-185/29	4,4	0,70	1,88	2,01	43,63	11,66
26	2 х АС-185/29	8	0,64	1,70	1,82	66,11	42,46
27	2 х АС-185/29	4,6	0,37	0,98	1,05	38,01	24,41
28	АС-185/29	5,2	0,83	2,22	2,37	51,57	13,78
29	АС-185/29	5,2	0,83	2,22	2,37	51,57	13,78
30	АС-185/29	1,4	0,22	0,60	0,64	13,88	3,71
31	АС-185/29	0,7	0,11	0,30	0,32	6,94	1,86
32	АС-185/29	5,25	0,84	2,24	2,39	52,06	13,91

33	2 x AC-120/19	2,1	0,27	0,46	0,53	11,28	10,95
34	2 x AC-70/11	2,4	0,53	0,55	0,76	0	11,81
35	2 x AC-70/11	2	0,44	0,46	0,64	0	9,84

1.5. Оценка балансов активной и реактивной мощности в существующей сети.

Оценка баланса активной мощности необходима для выявления достаточности мощностей, существующих эл.станций и определения наличия и величины перетоков мощностей между существующей сетью и остальной энергосистемой. Величина небаланса активной мощности  $\Delta P_{нб}$  может быть рассчитана по формуле (22):

$$\Delta P_{нб} = P_{\Sigma нагр} + \Delta P + P_{с.н.} - P_{\Sigma эл.стан.} \quad (22)$$

Сумма активных мощностей нагрузок на каждой подстанции  $P_{\Sigma нагр}$  равна:

$$P_{\Sigma нагр} = \sum_{i=1}^{23} P_i, \quad (23)$$

$$P_{\Sigma нагр} = 47,99 + 13,8 + 24,1 + 3,9 + 2,5 + 7,4 + 2,2 + 7,4 + 18,68 + 22,95 + 30,36 + 11 + 11,3 + 22,07 + 3,6 + 14,2 + 67 - 25,8 + 95,8 + 40 + 180,3 + 31,4 + 39,1 + 10,5 + 4,94 = 678,99 \text{ МВт.}$$

Так как мощности нагрузок приведены к высокой стороне, то потери в трансформаторах не учитываются, а потери активных мощностей в линиях  $\Delta P$  равны:

$$\Delta P = \Delta P_{ЛЭП} = 0,02 \cdot P_{\Sigma нагр}, \quad (24)$$

$$\Delta P = 0,02 \cdot 678,99 = 13,58 \text{ МВт.}$$

Для подстанций и электростанций активные и реактивные мощности собственных нужд уже учтены в приведенных нагрузках, поэтому отдельно высчитывать собственные нужды не будем.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Активная мощность электростанции  $P_{\Sigma \text{эл.стан.}} = P_{\Sigma \Gamma} = 948,3$  МВт. Тогда, подставив значения в формулу (22), определим активную мощность небаланса равную:

$$\Delta P_{\text{нб}} = 679,99 + 13,58 - 948,3 = -255,73 \text{ МВт.}$$

Исходя из величины небаланса, можно сделать вывод о достаточности и огромном запасе активной мощности на данном участке сети. Следовательно, сюда можно подключать новых потребителей, не перегружая данные электростанции. Сейчас избыток активной мощности передается в сеть через базисный узел, обеспечивая других потребителей.

Рассчитаем баланс реактивной мощности в существующей сети. Величина небаланса реактивной мощности  $\Delta Q_{\text{нб}}$  может быть рассчитана по формуле (25):

$$\Delta Q_{\text{нб}} = Q_{\Sigma \text{нагр}} + \Delta Q + Q_{\text{с.н.}} - Q_{\Sigma \text{эл.стан}} - Q_{\Sigma \text{комп}} - \Delta Q_{\Sigma 3}. \quad (25)$$

Сумма реактивных мощностей нагрузок на каждой подстанции  $Q_{\Sigma \text{нагр}}$  равна:

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = \sum_{i=1}^{23} Q_i, \quad (26)$$

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = 9,54 + 6,2 + 7,1 + 2,5 + 0,7 + 2,2 + 3,93 + 4,62 + 6,05 + 6,6 + 3,7 + 1,9 + 3,9 + 21,6 - 9,44 + 46,2 + 31,9 + 73,86 + 19 + 28,5 + 1,6 + 0,9 = 277,55 \text{ МВАр.}$$

Потери реактивных мощностей в линиях  $\Delta Q$  равны:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{ЛЭП}} = 0,05 \cdot Q_{\Sigma \text{нагр}}, \quad (27)$$

$$\Delta Q = 0,05 \cdot 277,55 = 13,87 \text{ МВАр.}$$

Реактивная мощность электростанции  $Q_{\Sigma \text{эл.стан.}} = Q_{\Sigma \Gamma} = 459,3$  МВАр.

Мощность компенсирующих устройств  $Q_{\Sigma \text{комп}}$  не учитываем, потому что в существующей схеме они отсутствуют.

Зарядная мощность, генерируемая линиями, учитывается для ВЛ 110 кВ, для двухцепных в два раза больше.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Её можно найти по формуле:

$$\Delta Q_{\Sigma 3} = 0,03 \cdot (l_{\Sigma 1 \times 110} + 2 \cdot l_{\Sigma 2 \times 110}), \quad (28)$$

где  $l_{\Sigma 1 \times 110}$  – суммарная длина одноцепных ВЛ 110 кВ, равна 111,63 м;

$l_{\Sigma 2 \times 110}$  – суммарная длина двухцепных ВЛ 110 кВ, равна 26,98 м.

$$\Delta Q_{\Sigma 3} = 0,03 \cdot (111,63 + 2 \cdot 26,98) = 4,97 \text{ МВар.}$$

Посчитаем величину небаланса реактивной энергии по формуле 25:

$$\Delta Q_{\text{нб}} = 277,55 + 13,87 - 459,3 - 4,97 = -172,84 \text{ МВар.}$$

По результату величины небаланса видно, что в режиме максимальных нагрузок в сети остается запас и реактивная мощность выдается в энергосистему.

#### 1.6. Проверка состояния действующего оборудования сети

Проверим перегружены ли трансформаторы на двухтрансформаторных подстанциях, для этого определим коэффициенты загрузки трансформаторов  $K_{\text{загр.т}}$  и коэффициент перегрузки  $K_{\text{пер.т}}$ . Коэффициенты сравним с номинальными и сделаем выводы о загрузке трансформаторов[4].

$$K_{\text{загр.т}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (29)$$

$$K_{\text{загр.т}} \leq 0,7. \quad (30)$$

$$K_{\text{пер.т}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (31)$$

$$K_{\text{пер.т}} \leq 1,4. \quad (32)$$

Проверим трансформатор ТРДН-63000/110/10/10 установленный на подстанции Аэродромная. Мощности нагрузки и номинальную мощность трансформатора возьмем из таблицы 1.

$$K_{\text{загр.т}} = \frac{48,93}{2 \cdot 63} = 0,388,$$

$$0,388 \leq 0,7.$$

$$K_{\text{пер.т}} = \frac{48,93}{63} = 0,777,$$

$$0,777 \leq 1,4.$$

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2019.225 ПЗ ВКР				



Для одноторансформаторных подстанций проверка производится по сравнению мощностей, проверим трансформатор на подстанции Заречная.

$$S_{\text{нагр}} \leq S_{\text{ном.т}}, \quad (33)$$

$$15,38 \text{ МВА} \leq 25 \text{ МВА}.$$

Из расчета видно, что трансформаторы не перегружены и не нуждаются в замене, аналогичный расчёт проведем для оставшихся подстанций и результаты запишем в таблицу 12.

Таблица 12 – Оценка загрузки трансформаторов

Подстанция	Марка тр-ра	$S_{\text{нагр}}$ , МВА	$S_{\text{ном.т}}$ , МВА	$K_{\text{загр.т}}$	$K_{\text{пер.т}}$	
1	Аэродромная	2хТРДН-63000/110/10/10	48,93	63	0,39	0,78
2	ЧЭРЗ	2хТДН-16000/110/6	15,13	16	0,47	0,95
3	Северная	2хТД-40000/110/6	25,12	40	0,31	0,63
4	С/З Котельная	2хТДН-10000/110/10	4,63	10	0,23	0,46
5	КПД	2хТМН-2500/110/10	2,31	2,5	0,46	0,92

Продолжение таблицы 12

Подстанция	Марка тр-ра	$S_{\text{нагр}}$ , МВА	$S_{\text{ном.т}}$ , МВА	$K_{\text{загр.т}}$	$K_{\text{пер.т}}$	
6	Цинковая	2хТДН-10000/110/10	7,72	10	0,39	0,77
7	Заречная	2хТДН-16000/110/6	3,7	16	0,12	0,23
		ТРДН-25000/110/6/6	15,38	25	0,62	-
8	Тракторозаводская	2хТДН-25000/110/10	23,41	25	0,47	0,94
9	Восточная	2хТДН-25000/110/6	30,96	25	0,62	1,24
10	ТЗП-2	2хТДН-16000/110/10	12,83	16	0,40	0,80
11	Транзитная	2хТДН-16000/110/10	11,89	16	0,37	0,74
12	Бульварная	2хТРДН-25000/110/10/10	22,33	25	0,45	0,89
13	Чурилово - Т	2хТМН-6300/110/10	4,07	6,3	0,32	0,65
14	ЗСО	2хТДН-16000/110/10	14,73	16	0,46	0,92

Из таблицы 12 следует, что трансформаторы работают без перегрузок и не нуждаются в замене.

#### 1.7. Расчёт режимов сети

Проведем расчёт сети в программе NetWORKS.

Рассчитаем режим сети при максимальных нагрузках. Составим таблицу 13 в которой запишем токи в каждой линии и на участках линий. Зная ток определим коэффициенты загрузки линий  $K_{загр.л.}$  и рабочую плотность тока  $j_p$ . Экономическую плотность тока  $j_э$  считаем равной 1 [7].

Таблица 13 – Токи в линиях при максимальной нагрузке

№ Лин.	Линия		Кол-во цепей	Длина, км		$I_d, A$	$F, мм$	$I_{л}, A$
1	Шагол	Аэродром.	1	5,5	АС-240/32	605	236	212,58
2	Шагол	Отпайка на ЧЭРЗ-1	1	6,5	АС-240/32	605	236	289,18
3	Аэродромная	Отпайка на ЧЭРЗ-2	1	1	АС-240/32	605	236	440,58
4	Отпайка на ЧЭРЗ-1	ЧЭРЗ 1	1	0,13	АС-120/19	390	118	48,01
4	Отпайка на ЧЭРЗ-2	ЧЭРЗ 2	1	0,13	АС-120/19	390	118	27,39

Продолжение таблицы 13

№ Лин.	Линия		Кол-во цепей	Длина, км		$I_d, A$	$F, мм$	$I_{л}, A$
5	Отпайка на ЧЭРЗ-2	Отпайка на Северная 2	1	1,5	АС-240/32	605	236	467,62
5	Отпайка на ЧЭРЗ-1	Отпайка на Северная 1	1	1,5	АС-240/32	605	236	335,71
6	Отпайка на Северная 2	Северная 2	1	1,2	АС-120/19	390	118	28,19
6	Отпайка на Северная 1	Северная 1	1	1,2	АС-120/19	390	118	96,32
7	Отпайка на Северная 2	ТЭЦ-4	1	1,5	АС-240/32	605	236	494,67
7	Отпайка на Северная 1	ТЭЦ-4	1	1,5	АС-240/32	605	236	428,86
8	Шагол	С/З Котельная	1	4,1	АС-240/32	605	236	298,26
9	Шагол	Отпайка на Цинковая 1	1	7,5	АС-240/32	605	236	314,6
10	С/З Котельная	Отпайка на Цинковая 2	1	3,5	АС-240/32	605	236	321,02

11	Отпайка на Цинковая 1	Цинковая 1	1	0,1	АС-185/29	510	181	19,15
11	Отпайка на Цинковая 2	Цинковая 2	1	0,1	АС-185/29	510	181	19,15
12	Отпайка на Цинковая 1	ТЭЦ-4	1	2	АС-240/32	605	236	332,35
12	Отпайка на Цинковая 2	ТЭЦ-4	1	2	АС-240/32	605	236	338,96
13	Шагол	КПД	1	1,9	АСУ-400/51	825	394	289,42
14	Шагол	Бульварная	1	18,4	АСУ-400/51	825	394	194,02
15	КПД	Транзитная	1	12,48	АСУ-400/51	825	394	300,19
16	Бульварная	ТЭЦ-2	1	9,5	АСО-500/64	945	490	297,61
17	Транзитная	ТЭЦ-2	1	5,8	АСО-500/64	945	490	357,28
18	ТЭЦ-2	ЧТЗ	2	1,6	2 х АСКС-300/39	1420	602	845,7

Продолжение таблицы 13

№ Лин.	Линия		Кол-во цепей	Длина, км		I <sub>д</sub> , А	F, мм	I <sub>л</sub> , А
19	ЧТЗ	Отпайка на ТЗП-2-1	1	1,6	АС-185/29	510	181	230,28
19	ЧТЗ	Отпайка на ТЗП-2-2	1	1,6	АС-185/29	510	181	425,8
20	Отпайка на ТЗП-2-1	ТЗП-2-1	1	0,75	АС-120/19	390	118	31,43
20	Отпайка на ТЗП-2-2	ТЗП-2-2	1	0,75	АС-120/19	390	118	308,59
21	Отпайка на ТЗП-2-2	Гусеничная	1	4	АС-185/29	510	181	125,07
21	Отпайка на ТЗП-2-1	Гусеничная	1	4	АС-185/29	510	181	200,14
22	Гусеничная	Чурилово	1	5,4	АС-185/29	510	181	24,69
23	Гусеничная	ЗСО	1	1,6	АС-185/29	510	181	80,16
24	Чурилово	ТЭЦ-1	1	6,3	АС-185/29	510	181	14,51

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

130302.2019.225 ПЗ ВКР

Лист

27

25	ЗСО	ТЭЦ-1	1	4,4	АС-185/29	510	181	24,9
26	ТЭЦ-1	Южная	2	8	2 х АС-185/29	1020	362	212,15
27	Южная	Исаково	2	4,6	2 х АС-185/29	1020	362	136,2
28	ТЭЦ-4	Тракторо-заводская	1	5,2	АС-185/29	510	181	36,62
29	ТЭЦ-4	Восточная	1	5,2	АС-185/29	510	181	40,72
30	Тракторо-заводская	УЗ1	1	1,4	АС-185/29	510	181	84,97
31	Восточная	УЗ1	1	0,7	АС-185/29	510	181	195,52
32	УЗ1	ТЗП-2	1	5,25	АС-185/29	510	181	280,21
33	ТЭЦ-4	Заречная-1	1	2,1	АС-120/19	390	118	76,01

Продолжение таблицы 13

№ Лин.	Линия		Кол-во цепей	Длина, км		I <sub>д</sub> , А	F, мм	I <sub>л</sub> , А
33	ТЭЦ-4	Заречная-2	1	2,1	АС-120/19	390	118	18,15
34	Восточная	Центральн.	2	2,4	2хАС-70/11	530	136	52,63
35	Восточная	Строммаш	2	2	2хАС-70/11	530	136	24,86

$$K_{\text{загр.л}} = \frac{I_{\text{л}}}{I_{\text{д}}}, \quad (34)$$

где I<sub>л</sub> – ток в линии;

I<sub>д</sub> – длительно допустимый ток для линии.

$$K_{\text{загр.л}} \leq 1, \quad (35)$$

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$j_p = \frac{I_{\text{л}}}{F}, \quad (36)$$

$$j_p \leq j_{\text{э}}. \quad (37)$$

Найдем  $K_{\text{загр.л}}$  и  $j_p$  для линии Шагол – Аэродромная.

$$K_{\text{загр.л}} = \frac{212,58}{605} = 0,35,$$

$$0,35 \leq 1,$$

$$j_p = \frac{212,58}{236} = 0,9,$$

$$0,9 \leq 1.$$

Из расчёта следует, что линия в максимальном режиме не перегружена, и передача электроэнергии по ней экономически выгодна. Такой же расчёт сделаем для оставшихся линий, его результат запишем в таблицу 14.

Таблица 14 – Оценка загрузки линий в максимальном режиме

№ Лин.	Линия		$K_{\text{загр.л}}$	$j_p$
1	Шагол	Аэродромная	0,35	0,90
2	Шагол	Отпайка на ЧЭРЗ-1	0,48	1,23
3	Аэродромная	Отпайка на ЧЭРЗ-2	0,73	1,87
4	Отпайка на ЧЭРЗ-1	ЧЭРЗ 1	0,12	0,41
4	Отпайка на ЧЭРЗ-2	ЧЭРЗ 2	0,07	0,23
5	Отпайка на ЧЭРЗ-2	Отпайка на Северная 2	0,77	1,98
5	Отпайка на ЧЭРЗ-1	Отпайка на Северная 1	0,55	1,42
6	Отпайка на Северная 2	Северная 2	0,07	0,24
6	Отпайка на Северная 1	Северная 1	0,25	0,82
7	Отпайка на Северная 2	ТЭЦ-4	0,82	2,10
7	Отпайка на Северная 1	ТЭЦ-4	0,71	1,82
8	Шагол	С/З Котельная	0,49	1,26

9	Шагол	Отпайка на Цинковая 1	0,52	1,33
10	С/З Котельная	Отпайка на Цинковая 2	0,53	1,36
11	Отпайка на Цинковая 1	Цинковая 1	0,04	0,11
11	Отпайка на Цинковая 2	Цинковая 2	0,04	0,11
12	Отпайка на Цинковая 1	ТЭЦ-4	0,55	1,41
12	Отпайка на Цинковая 2	ТЭЦ-4	0,56	1,44
13	Шагол	КПД	0,35	0,73
14	Шагол	Бульварная	0,24	0,49
15	КПД	Транзитная	0,36	0,76
16	Бульварная	ТЭЦ-2	0,31	0,61
17	Транзитная	ТЭЦ-2	0,38	0,73
18	ТЭЦ-2	ЧТЗ	0,60	1,40
19	ЧТЗ	Отпайка на ТЗП-2-1	0,45	1,27
19	ЧТЗ	Отпайка на ТЗП-2-2	0,83	2,35

Продолжение таблицы 14

№ Лин.	Линия		К <sub>загр.л</sub>	j <sub>p</sub>
20	Отпайка на ТЗП-2-1	ТЗП-2-1	0,08	0,27
20	Отпайка на ТЗП-2-2	ТЗП-2-2	0,79	2,62
21	Отпайка на ТЗП-2-2	Гусеничная	0,25	0,69
21	Отпайка на ТЗП-2-1	Гусеничная	0,39	1,11
22	Гусеничная	Чурилово	0,05	0,14
23	Гусеничная	ЗСО	0,16	0,44
24	Чурилово	ТЭЦ-1	0,03	0,08
25	ЗСО	ТЭЦ-1	0,05	0,14
26	ТЭЦ-1	Южная	0,21	0,59
27	Южная	Исаково	0,13	0,38
28	ТЭЦ-4	Тракторозаводская	0,07	0,20

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2019.225 ПЗ ВКР					

29	ТЭЦ-4	Восточная	0,08	0,22
30	Тракторозаводская	УЗ1	0,17	0,47
31	Восточная	УЗ1	0,38	1,08
32	УЗ1	ТЗП-2	0,55	1,55
33	ТЭЦ-4	Заречная-1	0,19	0,64
33	ТЭЦ-4	Заречная-2	0,05	0,15
34	Восточная	Центральная	0,09	0,39
35	Восточная	Строммашина	0,05	0,18

Из таблицы 14 видно, что при максимальной нагрузке линии не перегружаются, и заменять их не следует. Однако в тоже время видно, что по линиям «Отп. ЧЭРЗ – Отп. Северная», «Отп. Северная – ТЭЦ-4», электроэнергия передается не экономично, поэтому эти линии рекомендуется заменить. Выбор рекомендуемых линий проведем позднее.

Результат расчёта с потоками мощностей в линиях и напряжениями на шинах подстанций представим на рисунке 2.

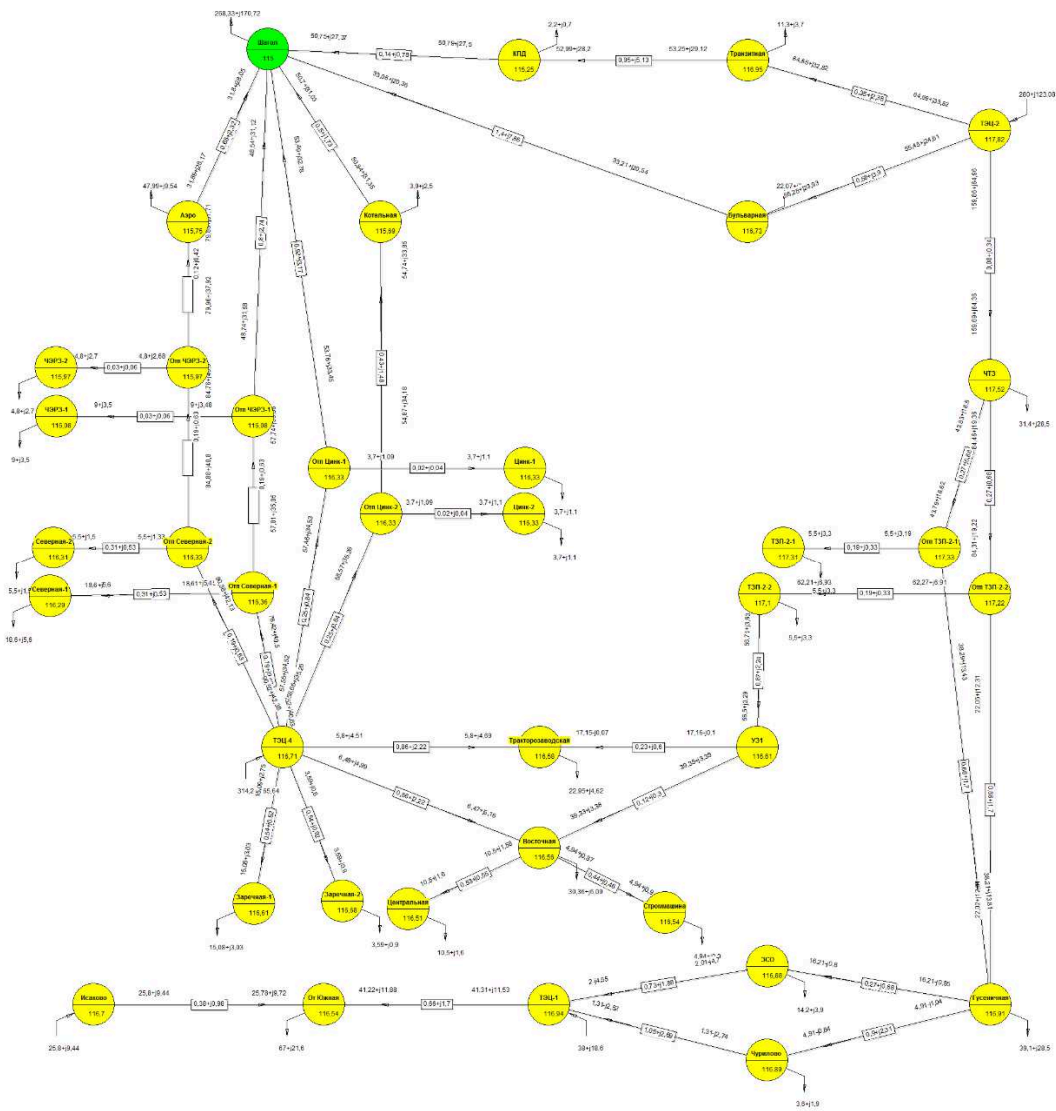


Рисунок 2 – Карта режима максимальных нагрузок

Запишем напряжения на шинах подстанций в таблицу 15. Найдем абсолютную и относительную погрешность напряжений на шинах подстанций относительно номинального  $U_{НОМ} = 110$  кВ. Сравним относительную погрешность с предельно допустимым отклонением.[3]

$$\Delta U_a = U_{\Pi} - U_{НОМ}, \quad (38)$$

где  $U_{\Pi}$  – напряжение на шинах подстанции.

$$\Delta U_o = \left( \frac{U_{\Pi} - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \right) \cdot 100\%, \quad (39)$$

$$-10\% \leq \Delta U_o \leq 10\%. \quad (40)$$

Найдем погрешности напряжения на подстанции Аэродромная.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



$$\Delta U_a = 115,75 - 110 = 5,75 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_o = \left(\frac{5,75}{110}\right) \cdot 100\% = 4,55 \text{ \%}.$$

Рассчитаем погрешности напряжений для других подстанций и результаты представим в таблице 15.

Таблица 15 – Напряжение на шинах подстанции при максимальных нагрузках

№ П/ст	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>п</sub> , кВ	ΔU <sub>а</sub> , кВ	ΔU <sub>о</sub> , %
0	Шагол	110	115	5,00	4,55
1	Аэродромная	110	115,75	5,75	5,23
2	ЧЭРЗ-1	110	116,08	6,08	5,53
2	ЧЭРЗ-2	110	115,97	5,97	5,43
3	Северная-1	110	116,29	6,29	5,72
3	Северная-2	110	116,31	6,31	5,74
4	С/З Котельная	110	115,69	5,69	5,17
5	КПД	110	115,25	5,25	4,77
6	Цинковая-1	110	116,33	6,33	5,75
6	Цинковая-2	110	116,33	6,33	5,75
7	Заречная-1	110	116,61	6,61	6,01
7	Заречная-2	110	116,68	6,68	6,07
8	Тракторозаводская	110	116,58	6,58	5,98
9	Восточная	110	116,56	6,56	5,96
10	ТЗП-2-1	110	117,31	7,31	6,65
10	ТЗП-2-2	110	117,1	7,10	6,45
11	Транзитная	110	116,95	6,95	6,32
12	Бульварная	110	116,73	6,73	6,12
13	Чурилово-Т	110	116,89	6,89	6,26
14	ЗСО	110	116,88	6,88	6,25
15	От Южная	110	116,54	6,54	5,95
16	Исаково	110	116,7	6,70	6,09
17	ТЭЦ-1	110	116,94	6,94	6,31
18	ТЭЦ-2	110	117,82	7,82	7,11
19	ТЭЦ-4	110	116,71	6,71	6,10
20	ЧТЗ	110	117,52	7,52	6,84
21	Гусеничная	110	116,91	6,91	6,28
22	Центральная	110	116,51	6,51	5,92
23	Строммашина	110	116,54	6,54	5,95

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

130302.2019.225 ПЗ ВКР

Лист

33

По данным таблицы можно сделать вывод, что напряжение на подстанциях находится в допустимых пределах, это позволяет обеспечить надлежащее качество электроэнергии.

Проведем расчёт для режима, минимальных нагрузок. В этом режиме мощность нагрузок будет равна 70% от мощности в максимальном режиме. Составим таблицы 16 и 17 в которых отразим нагрузки в минимальном режиме.

Таблица 16 – Нагрузки малых действующих подстанций в минимальном режиме

Подстанция		Нагрузка				
		P, МВт		Q, МВАр		S, МВА
1	Аэродромная	33,593		6,678		34,251
2	ЧЭРЗ	6,3	9,66	2,45	4,34	10,591
		3,36		1,89		
3	Северная	13,02	16,87	3,92	4,97	17,584
		3,85		1,05		
4	С/З Котельная	2,73		1,75		3,241
5	КПД	1,54		0,49		1,617
6	Цинковая	2,59	5,18	0,77	1,54	5,404
		2,59		0,77		
7	Заречная	10,556	13,069	2,121	2,751	13,363
		2,513		0,63		
8	Тракторозаводская	16,065		3,234		16,387
9	Восточная	21,25		4,24		21,67
10	ТЗП-2	3,85	7,7	2,31	4,62	8,981
		3,85		2,31		
11	Транзитная	7,91		2,59		8,323
12	Бульварная	15,449		2,373		15,631
13	Чурилово - Т	2,52		1,33		2,849
14	ЗСО	9,94		2,73		10,311
15	Отпайка на ПС Южная	46,9		15,12		49,28
22	Центральная	7,35		1,12		7,43
23	Строммашина	3,46		0,63		3,51

Таблица 17 – Эквивалентные мощности крупных п/ст в режиме минимальных нагрузок

№	П/ст	P, МВт	Q, МВАр
16	Исаково	-18,06	-6,608
17	ТЭЦ – 1	67,06	32,34
18	ТЭЦ – 2	28	22,33
19	ТЭЦ – 4	126,21	51,702
20	ЧТЗ	21,98	13,58
21	Гусеничная	27,37	19,95

Так же в режиме минимальных нагрузок изменяется и мощность, вырабатываемая электростанциями. Она представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Генерируемые мощности действующих электростанции при минимальных нагрузках

Электрические станции		Генерация	
		P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВАр
1	ТЭЦ - 1	83,8	40,56
2	ТЭЦ - 2	200	96,8
3	ТЭЦ - 4	351	169,88
	Сумма	634,8	307,24

В минимальном режиме нагрузок не оценивается загрузка линий, если максимальные нагрузки не приводят к перегрузке линий, то и при минимальных нагрузках они не будут перегружены.

Представим результат расчёта с потоками мощностей в линиях и напряжениях на шинах подстанций на рисунке 3. Оценим только напряжение на шинах подстанций. Результаты расчёта занесем в таблицу 19.

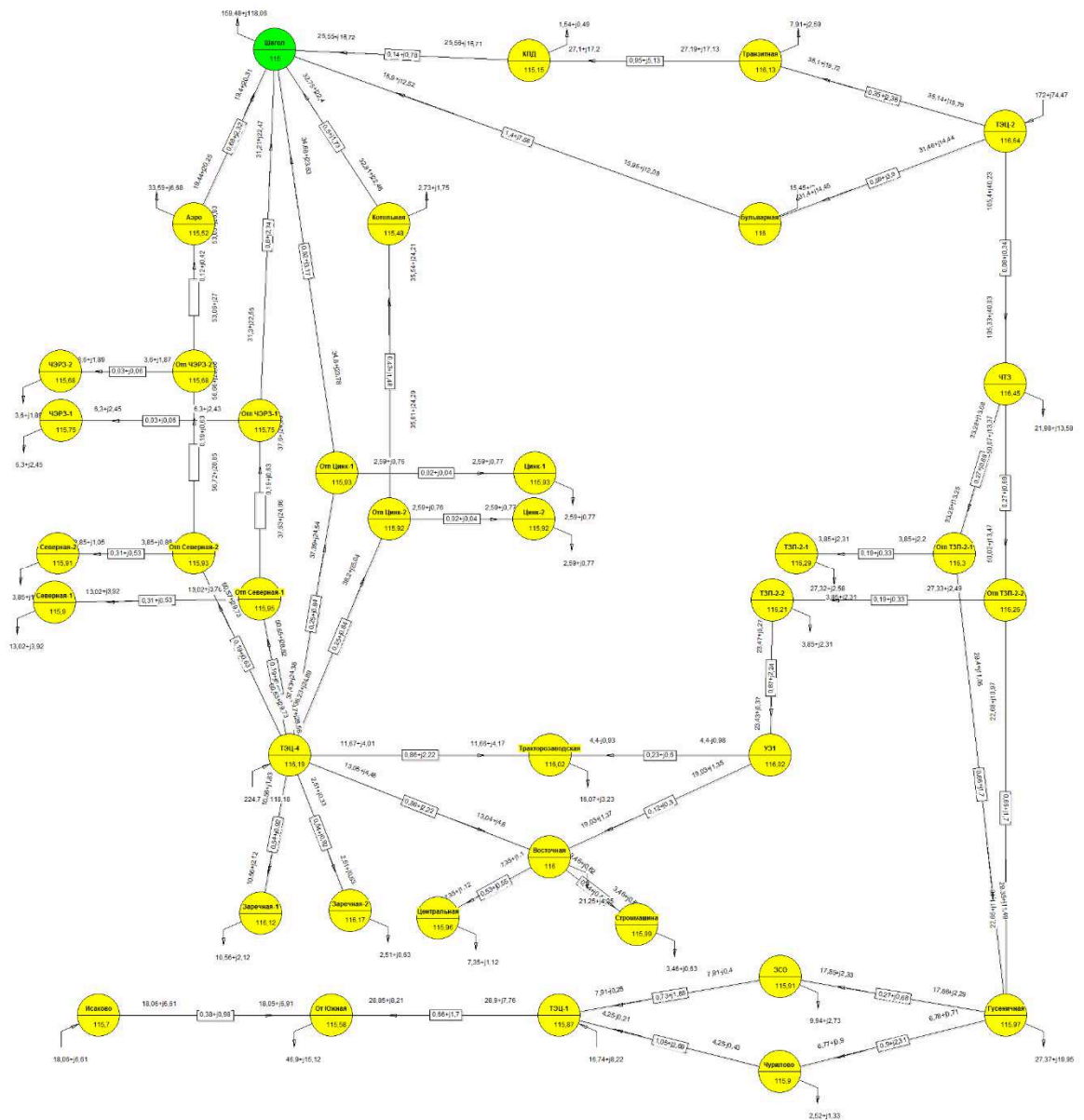


Рисунок 3 – Карта режима минимальных нагрузок

Оценим только отклонения напряжений на шинах подстанций от номинальных значений. Результаты расчёта занесем в таблицу 19.

Таблица 19 – Напряжение на шинах подстанции при минимальных нагрузках

№ П/ст	Название	$U_{НОМ}$ , кВ	$U_{п}$ , кВ	$\Delta U_a$ , кВ	$\Delta U_o$ , %
0	Шагол	110	115	5,00	4,55
1	Аэродромная	110	115,52	5,52	5,02
2	ЧЭРЗ-1	110	115,75	5,75	5,23
2	ЧЭРЗ-2	110	115,68	5,68	5,16
3	Северная-1	110	115,9	5,90	5,36
3	Северная-2	110	115,91	5,91	5,37
4	С/З Котельная	110	115,48	5,48	4,98

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

Продолжение таблицы 19

№ П/ст	Название	U <sub>НОМ</sub> , кВ	U <sub>П</sub> , кВ	ΔU <sub>а</sub> , кВ	ΔU <sub>о</sub> , %
5	КПД	110	115,15	5,15	4,68
6	Цинковая-1	110	115,93	5,93	5,39
6	Цинковая-2	110	115,92	5,92	5,38
7	Заречная-1	110	116,12	6,12	5,56
7	Заречная-2	110	116,17	6,17	5,61
8	Тракторозаводская	110	116,02	6,02	5,47
9	Восточная	110	116	6,00	5,45
10	ТЗП-2-1	110	116,29	6,29	5,72
10	ТЗП-2-2	110	116,21	6,21	5,65
11	Транзитная	110	116,13	6,13	5,57
12	Бульварная	110	116	6,00	5,45
13	Чурилово-Т	110	115,9	5,90	5,36
14	ЗСО	110	115,91	5,91	5,37
15	От Южная	110	115,58	5,58	5,07
16	Исаково	110	115,7	5,70	5,18
17	ТЭЦ-1	110	115,87	5,87	5,34
18	ТЭЦ-2	110	116,64	6,64	6,04
19	ТЭЦ-4	110	116,19	6,19	5,63
20	ЧТЗ	110	116,45	6,45	5,86
21	Гусеничная	110	115,97	5,97	5,43
22	Центральная	110	115,96	5,96	5,42
23	Строммашина	110	115,99	5,99	5,45

Проанализировав данные таблицы можно с уверенностью сказать, что напряжение находится в допустимых пределах и сеть работает нормально.

Наибольшие токи в линиях, а значит и перегрузки линий будут наблюдаться в послеаварийных режимах. Проведем расчёт послеаварийных режимов сети. Под послеаварийным режимом будем понимать такой режим, в котором отключена одна из линий или одна из цепей линии. Составим таблицу с токами в линиях при послеаварийных режимах.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Таблица 20 – Токи в линиях при послеаварийных режимах

№ Аварии	№ Линии	Линия		Кол-во цепей	Длина, км		1
1	1	Шагол	Аэродромная	1	5,5	АС-240/32	-
3	2	Шагол	Отпайка на ЧЭРЗ-1	1	6,5	АС-240/32	350,38
2	3	Аэродромная	Отпайка на ЧЭРЗ-2	1	1	АС-240/32	242,09
3	4	Отпайка на ЧЭРЗ-1	ЧЭРЗ 1	1	0,13	АС-120/19	47,91
2	4	Отпайка на ЧЭРЗ-2	ЧЭРЗ 2	1	0,13	АС-120/19	27,21
2	5	Отпайка на ЧЭРЗ-2	Отпайка на Северная 2	1	1,5	АС-240/32	267,95
3	5	Отпайка на ЧЭРЗ-1	Отпайка на Северная 1	1	1,5	АС-240/32	396,52
2	6	Отпайка на Северная 2	Северная 2	1	1,2	АС-120/19	28,05
3	6	Отпайка на Северная 1	Северная 1	1	1,2	АС-120/19	96,06
2	7	Отпайка на Северная 2	ТЭЦ-4	1	1,5	АС-240/32	295,65
3	7	Отпайка на Северная 1	ТЭЦ-4	1	1,5	АС-240/32	488,68
4	8	Шагол	С/З Котельная	1	4,1	АС-240/32	358,6
6	9	Шагол	Отпайка на Цинковая 1	1	7,5	АС-240/32	375,55
5	10	С/З Котельная	Отпайка на Цинковая 2	1	3,5	АС-240/32	381,32
6	11	Отпайка на Цинковая 1	Цинковая 1	1	0,1	АС-185/29	19,1
5	11	Отпайка на Цинковая 2	Цинковая 2	1	0,1	АС-185/29	19,1
6	12	Отпайка на Цинковая 1	ТЭЦ-4	1	2	АС-240/32	393,07
5	12	Отпайка на Цинковая 2	ТЭЦ-4	1	2	АС-240/32	399,04
7	13	Шагол	КПД	1	1,9	АСУ-400/51	303,7

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

130302.2019.225 ПЗ ВКР

Лист

38

Продолжение таблицы 20

№ Аварии	№ Линии	Линия		Кол-во цепей	Длина, км		1
10	14	Шагол	Бульварная	1	18,4	АСУ-400/51	204,48
8	15	КПД	Транзитная	1	12,48	АСУ-400/51	314,44
11	16	Бульварная	ТЭЦ-2	1	9,5	АСО-500/64	307,55
9	17	Транзитная	ТЭЦ-2	1	5,8	АСО-500/64	371,34
12	18	ТЭЦ-2	ЧТЗ	1	1,6	2хАКС-300/39	820,23
13	19	ЧТЗ	Отпайка на ТЗП-2-1	1	1,6	АС-185/29	226,47
14	19	ЧТЗ	Отпайка на ТЗП-2-2	1	1,6	АС-185/29	406,07
13	20	Отпайка на ТЗП-2-1	ТЗП-2-1	1	0,75	АС-120/19	31,38
14	20	Отпайка на ТЗП-2-2	ТЗП-2-2	1	0,75	АС-120/19	287,7
14	21	Отпайка на ТЗП-2-2	Гусеничная	1	4	АС-185/29	128,45
13	21	Отпайка на ТЗП-2-1	Гусеничная	1	4	АС-185/29	196,41
15	22	Гусеничная	Чурилово	1	5,4	АС-185/29	24,65
17	23	Гусеничная	ЗСО	1	1,6	АС-185/29	80,03
16	24	Чурилово	ТЭЦ-1	1	6,3	АС-185/29	14,49
18	25	ЗСО	ТЭЦ-1	1	4,4	АС-185/29	24,87
19	26	ТЭЦ-1	Южная	2	8	АС-185/29	211,78
19	27	Южная	Исаково	2	4,6	АС-185/29	135,97
20	28	ТЭЦ-4	Тракторо-заводская	1	5,2	АС-185/29	48,51
21	29	ТЭЦ-4	Восточная	1	5,2	АС-185/29	54,02

№ Аварии	№ Линии	Линия		Кол-во цепей	Длина, км		1
14	30	Тракторо-заводская	У31	1	1,4	АС-185/29	76,32
14	31	Восточная	У31	1	0,7	АС-185/29	184,48
14	32	У31	ТЗП-2-2	1	5,25	АС-185/29	260,17
22	33	ТЭЦ-4	Заречная-1	1	2,1	АС-120/19	75,77
23	33	ТЭЦ-4	Заречная-2	1	2,1	АС-120/19	18,09
24	34	Восточная	Центральная	2	2,4	АС-70/11	52,48
25	35	Восточная	Строммашина	2	2	АС-70/11	24,79

Продолжение таблицы 20

№ Ав.	№ Лин.	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	246,53	274,76	297,68	305,16	303,52	256,41	257,73	265,78
3	2	406,43	-	375,11	382,69	381,05	334,3	335,76	344,25
2	3	-	501,6	525,77	533,33	531,71	486,04	487,59	496,38
3	4	74,99	-	47,89	47,87	47,88	47,95	47,95	47,95
2	4	-	75,14	27,32	27,32	27,32	27,36	27,36	27,36
2	5	-	576,38	552,75	560,31	558,69	513,05	514,6	523,38
3	5	480,44	-	421,54	429,12	427,48	380,96	382,44	391
2	6	-	124,32	28,1	28,09	28,09	28,15	28,15	28,14
3	6	124,11	-	96	95,97	95,98	96,17	96,17	96,15
2	7	-	698,42	579,58	587,13	585,52	540,06	541,62	550,43
3	7	601,17	-	514,2	521,76	520,14	474,19	475,71	484,41
4	8	427,23	388,96	-	23,08	385,29	343	344,46	352,91
6	9	444,88	406,22	400,46	404,15	-	359,8	361,27	369,8
5	10	449,93	411,68	22,68	-	408,01	365,74	367,2	375,65
6	11	19,07	19,08	19,09	38,18	-	19,12	19,12	19,12
5	11	19,07	19,09	19,02	-	38,18	19,12	19,12	19,12
6	12	462,74	423,92	418,15	440,34	-	377,62	379,11	387,69
5	12	467,97	429,56	40,87	-	444,39	383,75	385,22	393,71
7	13	320,66	311,25	309,86	311,67	311,28	-	11,54	70,76

					130302.2019.225 ПЗ ВКР		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			40



Продолжение таблицы 20

№ Ав.	№ Лин.	2	3	4	5	6	7	8	9
10	14	216,56	209,85	208,85	210,16	209,88	291,81	295,24	314,43
8	15	331,45	322,01	320,62	322,43	322,04	10,91	-	59,52
11	16	320,13	313,15	312,15	313,45	313,17	392,87	396,43	415,78
9	17	388,49	378,98	377,59	379,39	379,01	68,03	57,46	-
12	18	788,85	806,25	808,77	805,49	806,19	1022,6	1028,9	1064,1
13	19	221,86	224,42	224,79	224,3	224,41	254,31	255,2	260,07
14	19	379,12	394,06	396,14	393,48	394,04	578,1	583,81	614,81
13	20	31,35	31,37	31,37	31,37	31,37	31,08	31,07	31,02
14	20	256,84	273,94	276,23	273,34	273,94	485,24	492,02	528,56
14	21	132,55	130,27	129,94	130,37	130,28	97,09	96,2	91
13	21	191,82	194,36	194,73	194,25	194,35	224,49	225,4	230,33
15	22	24,63	24,64	24,64	24,64	24,64	24,44	24,43	24,4
17	23	79,95	79,99	80	79,99	79,99	79,31	79,29	79,17
16	24	14,48	14,49	14,49	14,49	14,49	14,4	14,39	14,38
18	25	24,85	24,86	24,87	24,86	24,86	24,72	24,72	24,7
19	26	211,58	211,69	211,72	211,68	211,69	209,86	209,81	209,48
19	27	135,84	135,91	135,93	135,9	135,91	134,75	134,72	134,52
20	28	61,57	54,24	53,14	54,6	54,28	52,28	55,46	72,81
21	29	68,66	60,45	59,21	60,84	60,49	58,62	62,19	81,58
14	30	62,51	70,13	71,11	69,9	70,14	167,57	170,78	188,08
14	31	168,14	177,19	178,41	176,88	177,19	288,17	291,77	311,06
14	32	229,68	246,56	248,8	246	246,57	455,6	462,41	499
22	33	75,61	75,7	75,71	75,69	75,69	75,87	75,87	75,85
23	33	18,05	18,07	18,08	18,07	18,07	18,12	18,11	18,11
24	34	52,37	52,69	52,48	52,48	52,69	52,5	52,48	52,37
25	35	24,74	24,9	24,79	24,79	24,9	24,8	24,79	24,74

Продолжение таблицы 20

№ Ав.	№ Лин.	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	238,74	250,82	206,4	207,99	164,02	212,48	212,47	212,46
3	2	316,05	329,26	282,72	284,56	231,18	289,1	289,09	289,07
2	3	467,55	481,6	434,01	436,04	376,83	440,51	440,51	440,48
3	4	47,98	47,97	48,02	48,02	48,06	48,01	48,01	48,01

Продолжение таблицы 20

№ Ав.	№ Лин.	10	11	12	13	14	15	16	17
2	4	27,37	27,37	27,4	27,4	27,42	27,4	27,4	27,4
2	5	494,57	508,6	461,07	463,09	403,92	467,56	467,55	467,53
3	5	362,64	376,05	329,22	331,11	275,95	335,64	335,63	335,61
2	6	28,16	28,16	28,2	28,2	28,22	28,19	28,19	28,19
3	6	96,23	96,21	96,34	96,34	96,43	96,32	96,32	96,32
2	7	521,59	535,69	488,11	490,15	430,52	494,6	494,6	494,58
3	7	455,78	469,58	422,32	424,3	366,49	428,78	428,78	428,76
4	8	324,89	338,1	291,84	293,7	239,88	298,18	298,17	298,15
6	9	341,5	354,84	308,11	309,99	255,48	314,52	314,51	314,49
5	10	347,64	360,84	314,6	316,46	262,42	320,94	320,93	320,91
6	11	19,13	19,13	19,15	19,15	19,17	19,15	19,15	19,15
5	11	19,13	19,13	19,15	19,15	19,17	19,15	19,15	19,15
6	12	359,29	372,75	325,85	327,76	272,33	332,27	332,27	332,25
5	12	365,61	378,93	332,53	334,41	279,53	338,88	338,88	338,86
7	13	368,91	412,37	303,52	297,79	438,49	289,3	289,29	289,23
10	14	-	112,36	204,12	200,02	300,37	193,92	193,92	193,88
8	15	379,57	423,15	314,33	308,58	449,67	300,07	300,06	300
11	16	108,71	-	307,95	303,73	408,03	297,54	297,54	297,49
9	17	435,91	479,79	371,48	365,7	507,66	357,17	357,17	357,11
12	18	950,23	1007,6	819,93	830,36	585,42	845,89	845,9	846,02
13	19	244,44	252,48	226,78	-	384,81	230,45	230,45	230,55
14	19	515,33	566,82	403,7	639,76	-	425,8	425,79	425,82
13	20	31,22	31,15	31,48	-	62,83	31,43	31,43	31,43
14	20	411,81	472,96	283,28	321,24	-	308,49	308,49	308,36
14	21	108,4	100,32	129,1	326,14	-	125,39	125,42	125,52
13	21	214,49	222,64	196,59	-	323,35	200,3	200,31	200,41
15	22	24,53	24,49	24,73	24,8	24,68	-	19,89	104,89
17	23	79,64	79,49	80,28	80,54	80,14	104,66	88,09	-
16	24	14,44	14,42	14,53	14,56	14,51	19,86	-	88,33
18	25	24,79	24,76	24,92	24,97	24,89	43,54	38,88	72,85
19	26	210,74	210,34	212,47	213,16	212,09	212,2	212,08	212,6
19	27	135,31	135,05	136,4	136,83	136,16	136,23	136,15	136,49
20	28	17,59	47	48,82	45,44	115,92	36,8	36,81	36,84
21	29	19,74	52,65	54,38	50,59	231,74	40,92	40,93	40,97

Продолжение таблицы 20

№ Ав.	№ Лин.	10	11	12	13	14	15	16	17
14	30	132,88	161,91	73,52	77,97	-	84,94	84,94	84,88
14	31	249,61	281,98	182,22	187,14	-	195,47	195,47	195,4
14	32	382,38	443,79	255,26	264,63	-	280,12	280,13	279,99
22	33	75,93	75,91	76,03	76,03	76,12	76,01	76,01	76,01
23	33	18,13	18,12	18,15	18,15	18,17	18,15	18,15	18,15
24	34	52,37	52,5	52,69	52,48	52,48	52,69	52,37	52,69
25	35	24,74	24,8	24,9	24,79	24,79	24,9	24,74	24,9

Продолжение таблицы 20

№ Ав.	№ Лин.	18	19	20	21	22	23	24	25
1	1	212,5	212,81	214,4	214,82	212,56	212,56	221,23	216,71
3	2	289,11	289,36	291	291,41	289,16	289,16	298,58	293,66
2	3	440,52	440,71	442,35	442,75	440,56	440,56	450,45	445,27
3	4	48,01	48,01	48,01	48,01	48,01	48,01	48,01	48,01
2	4	27,4	27,39	27,39	27,39	27,39	27,39	27,39	27,39
2	5	467,57	467,75	469,39	469,79	467,61	467,61	477,49	472,31
3	5	335,65	335,88	337,52	337,93	335,7	335,7	345,24	340,26
2	6	28,19	28,19	28,19	28,19	28,19	28,19	28,18	28,19
3	6	96,32	96,32	96,31	96,31	96,32	96,32	96,3	96,31
2	7	494,62	494,79	496,43	496,83	494,65	494,65	504,57	499,37
3	7	428,8	429	430,64	431,04	428,84	428,84	438,59	433,49
4	8	298,19	298,43	300,05	300,46	298,24	298,24	307,65	302,73
6	9	314,53	314,77	316,41	316,82	314,58	314,58	324,08	319,12
5	10	320,96	321,19	322,81	323,22	321	321	330,41	325,49
6	11	19,15	19,15	19,15	19,15	19,15	19,15	19,14	19,15
5	11	19,15	19,15	19,15	19,15	19,15	19,15	19,14	19,15
6	12	332,29	332,52	334,16	334,57	332,33	332,33	341,91	336,91
5	12	338,9	339,12	340,75	341,15	338,94	338,94	348,41	343,47
7	13	289,32	289,62	284,93	283,97	289,42	289,42	295,42	292,27
10	14	193,94	194,2	190,73	190,02	194,02	194,02	198,3	196,06
8	15	300,09	300,38	295,71	294,75	300,19	300,19	306,21	303,05

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

130302.2019.225 ПЗ ВКР

Лист

43

Продолжение таблицы 20

№ Ав.	№ Лин.	18	19	20	21	22	23	24	25
11	16	297,55	297,68	294,5	293,83	297,6	297,6	302,06	299,72
9	17	357,2	357,44	352,87	351,93	357,28	357,28	363,35	360,17
12	18	845,86	845,43	853,73	855,45	845,71	845,71	834,62	840,44
13	19	230,41	230,03	231,48	231,73	230,28	230,28	228,65	229,5
14	19	425,8	425,86	432,02	433,37	425,81	425,81	416,28	421,3
13	20	31,43	31,43	31,45	31,45	31,43	31,43	31,42	31,43
14	20	308,51	308,59	315,23	316,69	308,6	308,6	297,62	303,42
14	21	125,33	124,46	124,01	123,79	125,07	125,07	126,52	125,76
13	21	200,27	199,92	201,31	201,57	200,14	200,14	198,52	199,37
15	22	43,57	25,09	24,7	24,71	24,69	24,69	24,68	24,69
17	23	72,72	80,64	80,21	80,21	80,16	80,16	80,13	80,15
16	24	39	15,52	14,52	14,52	14,51	14,51	14,51	14,51
18	25	-	26,89	24,91	24,91	24,9	24,9	24,89	24,89
19	26	211,86	212,2	212,27	212,29	212,15	212,15	212,07	212,11
19	27	136,02	136,72	136,27	136,29	136,2	136,2	136,15	136,17
20	28	36,76	36,22	-	67,95	36,62	36,62	23,76	29,95
21	29	40,88	40,28	69,64	-	40,72	40,72	22,82	30,87
14	30	84,95	84,89	116,06	63,03	84,97	84,97	101,54	92,76
14	31	195,48	195,51	172,01	231,05	195,52	195,52	167,9	182,5
14	32	280,14	280,14	286,6	288,02	280,21	280,21	269,31	275,08
22	33	76,01	76,01	76	76	-	94,38	75,99	76
23	33	18,15	18,15	18,15	18,15	94,38	-	18,14	18,15
24	34	52,5	52,37	52,48	52,69	52,37	52,48	-	52,61
25	35	24,8	24,74	24,79	24,9	24,74	24,79	24,85	-

Определим коэффициент загрузки каждой из линий при каждом виде аварий, и определим самый загруженный режим. Самым загруженным является режим, когда отключается линия «Транзитная – ТЭЦ-2». Поток мощности в послеаварийном режиме представлен на рисунке 4.

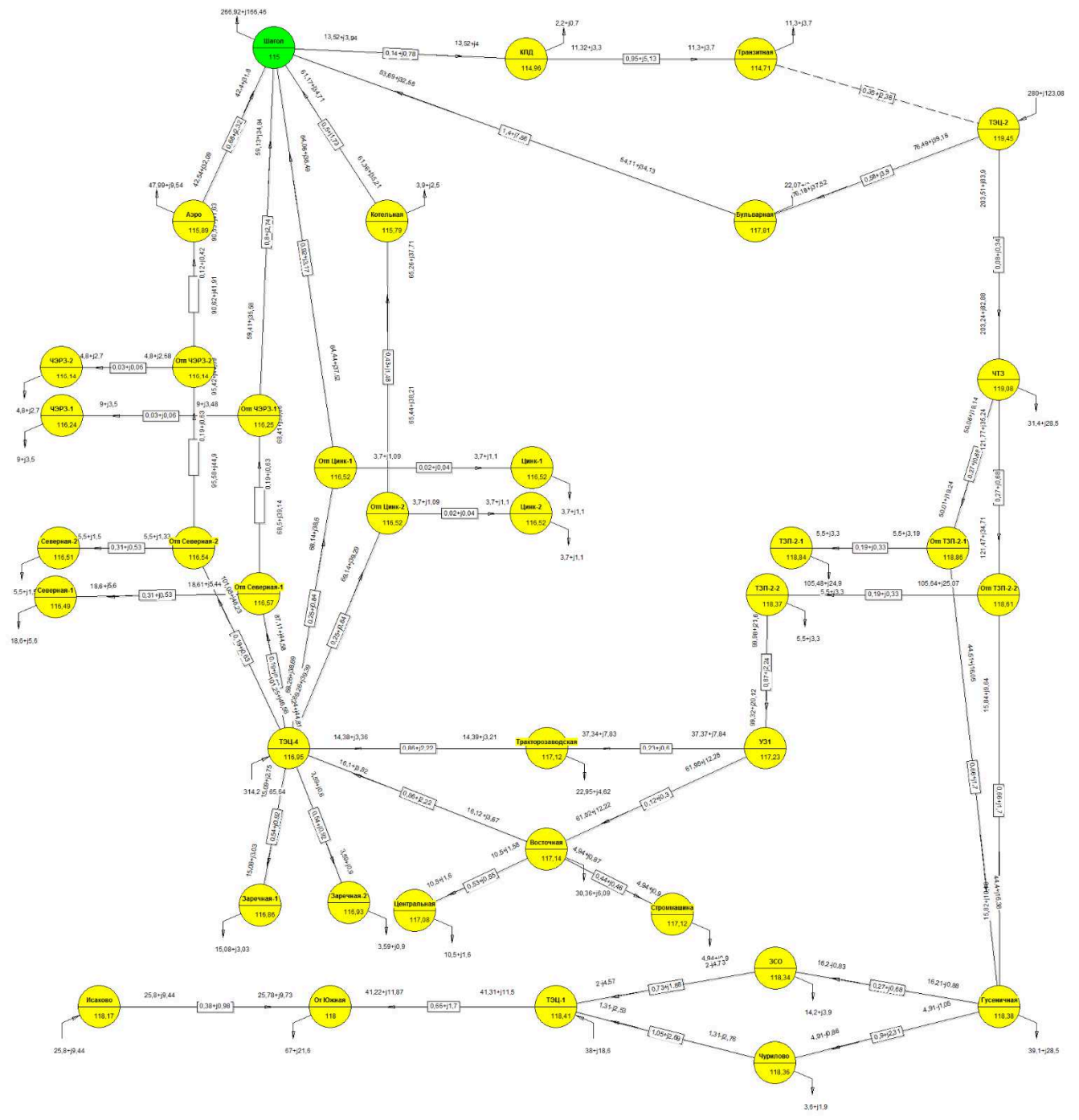


Рисунок 4 – Карта послеаварийного режима при максимальных нагрузках

Выпишем токи в линиях в послеаварийном режиме в отдельную таблицу 21 и в ней запишем значения коэффициента загрузки линии в данном режиме. В таблицу 22 запишем напряжения на шинах подстанций и оценим находится ли они в допустимых пределах.

Таблица 21 – Загрузка линий при отключении линии «Транзитная – ТЭЦ-2 »

№ Лин.	Линия		Кол-во цепей	Длина, км		I <sub>д</sub> , А	I <sub>л</sub> , А	K <sub>загр.л</sub>
1	Шагол	Аэродром.	1	5,5	АС-240/32	605	265,78	0,439
2	Шагол	Отпайка на ЧЭРЗ-1	1	6,5	АС-240/32	605	344,25	0,569
3	Аэродромная	Отпайка на ЧЭРЗ-2	1	1	АС-240/32	605	496,38	0,820
4	Отпайка на ЧЭРЗ-1	ЧЭРЗ 1	1	0,13	АС-120/19	390	47,95	0,123
4	Отпайка на ЧЭРЗ-2	ЧЭРЗ 2	1	0,13	АС-120/19	390	27,36	0,070
5	Отпайка на ЧЭРЗ-2	Отпайка на Северная 2	1	1,5	АС-240/32	605	523,38	0,865
5	Отпайка на ЧЭРЗ-1	Отпайка на Северная 1	1	1,5	АС-240/32	605	391	0,646
6	Отпайка на Северная 2	Северная 2	1	1,2	АС-120/19	390	28,14	0,072
6	Отпайка на Северная 1	Северная 1	1	1,2	АС-120/19	390	96,15	0,247
7	Отпайка на Северная 2	ТЭЦ-4	1	1,5	АС-240/32	605	550,43	0,910
7	Отпайка на Северная 1	ТЭЦ-4	1	1,5	АС-240/32	605	484,41	0,801
8	Шагол	С/З Котельная	1	4,1	АС-240/32	605	352,91	0,583
9	Шагол	Отпайка на Цинковая 1	1	7,5	АС-240/32	605	369,8	0,611
10	С/З Котельная	Отпайка на Цинковая 2	1	3,5	АС-240/32	605	375,65	0,621
11	Отпайка на Цинковая 1	Цинковая 1	1	0,1	АС-185/29	510	19,12	0,037
11	Отпайка на Цинковая 2	Цинковая 2	1	0,1	АС-185/29	510	19,12	0,037
12	Отпайка на Цинковая 1	ТЭЦ-4	1	2	АС-240/32	605	387,69	0,641
12	Отпайка на Цинковая 2	ТЭЦ-4	1	2	АС-240/32	605	393,71	0,651
13	Шагол	КПД	1	1,9	АСУ-400/51	825	70,76	0,086

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

130302.2019.225 ПЗ ВКР

Лист

46

Продолжение таблицы 21

№ Лин.	Линия		Кол-во цепей	Длина, км		I <sub>д</sub> , А	I <sub>л</sub> , А	K <sub>загр.л</sub>
14	Шагол	Бульварная	1	18,4	АСУ-400/51	825	314,43	0,381
15	КПД	Транзитная	1	12,48	АСУ-400/51	825	59,52	0,072
16	Бульварная	ТЭЦ-2	1	9,5	АСО-500/64	945	415,78	0,440
17	Транзитная	ТЭЦ-2	1	5,8	АСО-500/64	945	-	0,000
18	ТЭЦ-2	ЧТЗ	2	1,6	2 х АСКС-300/39	1420	1064,1	0,749
19	ЧТЗ	Отпайка на ТЗП-2-1	1	1,6	АС-185/29	510	260,07	0,510
19	ЧТЗ	Отпайка на ТЗП-2-2	1	1,6	АС-185/29	510	614,81	1,206
20	Отпайка на ТЗП-2-1	ТЗП-2-1	1	0,75	АС-120/19	390	31,02	0,080
20	Отпайка на ТЗП-2-2	ТЗП-2-2	1	0,75	АС-120/19	390	528,56	1,355
21	Отпайка на ТЗП-2-2	Гусеничная	1	4	АС-185/29	510	91	0,178
21	Отпайка на ТЗП-2-1	Гусеничная	1	4	АС-185/29	510	230,33	0,452
22	Гусеничная	Чурилово	1	5,4	АС-185/29	510	24,4	0,048
23	Гусеничная	ЗСО	1	1,6	АС-185/29	510	79,17	0,155
24	Чурилово	ТЭЦ-1	1	6,3	АС-185/29	510	14,38	0,028
25	ЗСО	ТЭЦ-1	1	4,4	АС-185/29	510	24,7	0,048
26	ТЭЦ-1	Южная	2	8	2 х АС-185/29	1020	209,48	0,205
27	Южная	Исаково	2	4,6	2 х АС-185/29	1020	134,52	0,132

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

130302.2019.225 ПЗ ВКР

Лист

47

Продолжение таблицы 21

№ Лин.	Линия		Кол-во цепей	Длина, км		I <sub>д</sub> , А	I <sub>л</sub> , А	K <sub>загр.л</sub>
28	ТЭЦ-4	Тракторо-заводская	1	5,2	АС-185/29	510	72,81	0,143
29	ТЭЦ-4	Восточная	1	5,2	АС-185/29	510	81,58	0,160
30	Тракторо-заводская	У31	1	1,4	АС-185/29	510	188,08	0,369
31	Восточная	У31	1	0,7	АС-185/29	510	311,06	0,610
32	У31	ТЗП-2	1	5,25	АС-185/29	510	499	0,978
33	ТЭЦ-4	Заречная-1	1	2,1	АС-120/19	390	75,85	0,194
33	ТЭЦ-4	Заречная-2	1	2,1	АС-120/19	390	18,11	0,046
34	Восточная	Центральная	2	2,4	2хАС-70/11	530	52,69	0,099
35	Восточная	Строммаш	2	2	2хАС-70/11	530	24,9	0,046

Исходя из коэффициентов загрузки видно, что необходимо заменить линии «Отпайка на ТЗП-2 – ТЗП-2» и «ЧТЗ – Отпайка на ТЗП-2». Выбор рекомендуемых линий проведем позднее.

Таблица 22 – Напряжение на шинах подстанции в послеаварийном режиме.

№ П/ст	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ΔU, кВ	ΔU, %
0	Шагол	110	115	5,00	4,55
1	Аэродромная	110	115,89	5,89	5,35
2	ЧЭРЗ-1	110	116,24	6,24	5,67
2	ЧЭРЗ-2	110	116,14	6,14	5,58
3	Северная-1	110	116,49	6,49	5,90
3	Северная-2	110	116,51	6,51	5,92
4	С/З Котельная	110	115,79	5,79	5,26
5	КПД	110	114,96	4,96	4,51
6	Цинк-1	110	116,52	6,52	5,93
6	Цинк-2	110	116,52	6,52	5,93
7	Заречная-1	110	116,86	6,86	6,24



Продолжение таблицы 22

№ П/ст	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ΔU, кВ	ΔU, %
7	Заречная-2	110	116,93	6,93	6,30
8	Тракторозаводская	110	117,12	7,12	6,47
9	Восточная	110	117,14	7,14	6,49
10	ТЗП-2-1	110	118,84	8,84	8,04
10	ТЗП-2-2	110	118,37	8,37	7,61
11	Транзитная	110	114,71	4,71	4,28
12	Бульварная	110	117,81	7,81	7,10
13	Чурилово-Т	110	118,36	8,36	7,60
14	ЗСО	110	118,34	8,34	7,58
15	От Южная	110	118	8,00	7,27
16	Исаково	110	118,17	8,17	7,43
17	ТЭЦ-1	110	118,41	8,41	7,65
18	ТЭЦ-2	110	119,45	9,45	8,59
19	ТЭЦ-4	110	116,95	6,95	6,32
20	ЧТЗ	110	119,08	9,08	8,25
21	Гусеничная	110	118,38	8,38	7,62
22	Центральная	110	117,08	7,08	6,44
23	Строммашина	110	117,12	7,12	6,47

Проанализировав результаты таблицы, можем сделать вывод о том, что напряжение в послеаварийном режиме укладывается в нормы, и, следовательно, регулировать его не требуется.

### 1.8. Замена линий

Рассчитав режим сети мы определили, что некоторые линии в сети нуждаются в замене.

Сначала выберем рекомендуемые к установке линии, работающие не экономично в нормальном режиме при максимальной нагрузке. Выбор проведем по экономической плотности тока. Определив экономически выгодное сечение по формуле (8).

Экономически выгодное сечение определим для линии «Отп. ЧЭРЗ – Отп. Северная»:

$$F_3 = \frac{467,62}{1} = 467,62 \text{ мм}^2,$$

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2019.225 ПЗ ВКР					

Найдя сечение одной цепи, рекомендуем к установке двухцепную линию с проводом АС-500/64. Для линии «Отп. Северная – ТЭЦ-4» расчёт подобный его результат представим в таблице 23.

Рассчитаем сечение линий, перегружаемых в послеаварийном режиме. Проанализировав формулы (34) и (35) получим:

$$I_{л} \leq I_{д}. \quad (41)$$

Опередим сечение для линии «Отпайка на ТЗП-2 – ТЗП-2». Возьмем наибольший ток, протекающий по одной из цепей.

$$528 \leq I_{д},$$

Выберем провод АС – 240/32 и  $I_{д} = 605$  А.

$$528 \leq 605.$$

Выбрав провод, рекомендуем к установке двухцепную линию с проводом АС – 240/32. Для линии «ЧТЗ - Отпайка на ТЗП-2» расчёт подобный. Его результат представим в таблице 22.

Таблица – 22 Рекомендуемые к установке провода

Линии			Марка провода	Кол-во цепей			
Нормальный режим					$I_{л}, А$	$F_{э}, мм^2$	
1	Отп. ЧЭРЗ	Отп. Северная	АС-500/64	2	467	467	
2	Отп. Северная	ТЭЦ – 4	АС-500/64	2	495	495	
Послеаварийный режим					$I_{л}, А$	$I_{д}, А$	$K_{загр}$
3	ЧТЗ	Отпайка на ТЗП-2	АС-185/29	2	615	710	0,866
4	Отпайка на ТЗП-2	ТЗП-2	АС-240/32	2	528	605	0,873

Проведя анализ участка сети и сделав расчёт режимов при различных нагрузках, сделаем несколько выводов о состоянии сети. Анализ баланса сети позволил нам чётко понять, что в сети присутствует большой запас мощности, и наш участок сети выдает её в энергосистему. Оценив загрузку оборудования, мы увидели, что при существующих нагрузках трансформаторы на подстанциях не

перегружаются и даже имеют некоторый запас по мощности. Это говорит о том, что сеть работает исправно и не требует замены силовых трансформаторов по причине перегрузки. Однако в участке сети присутствуют перегруженные линии которые необходимо заменить и выше мы уже выбрали рекомендуемые ЛЭП. Замена слабых участков сети позволит нам улучшить параметры сети в послеаварийных режимах.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

## 2 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «ВОСТОЧНАЯ»

### 2.1. Выбор схемы РУ ВН

В первом разделе нами уже был произведен выбор трансформаторов устанавливаемых на реконструируемую подстанцию.

Выберем типовую схему ОРУ ВН для подстанций 110 кВ, № 110-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» см. рисунок 2 [9].

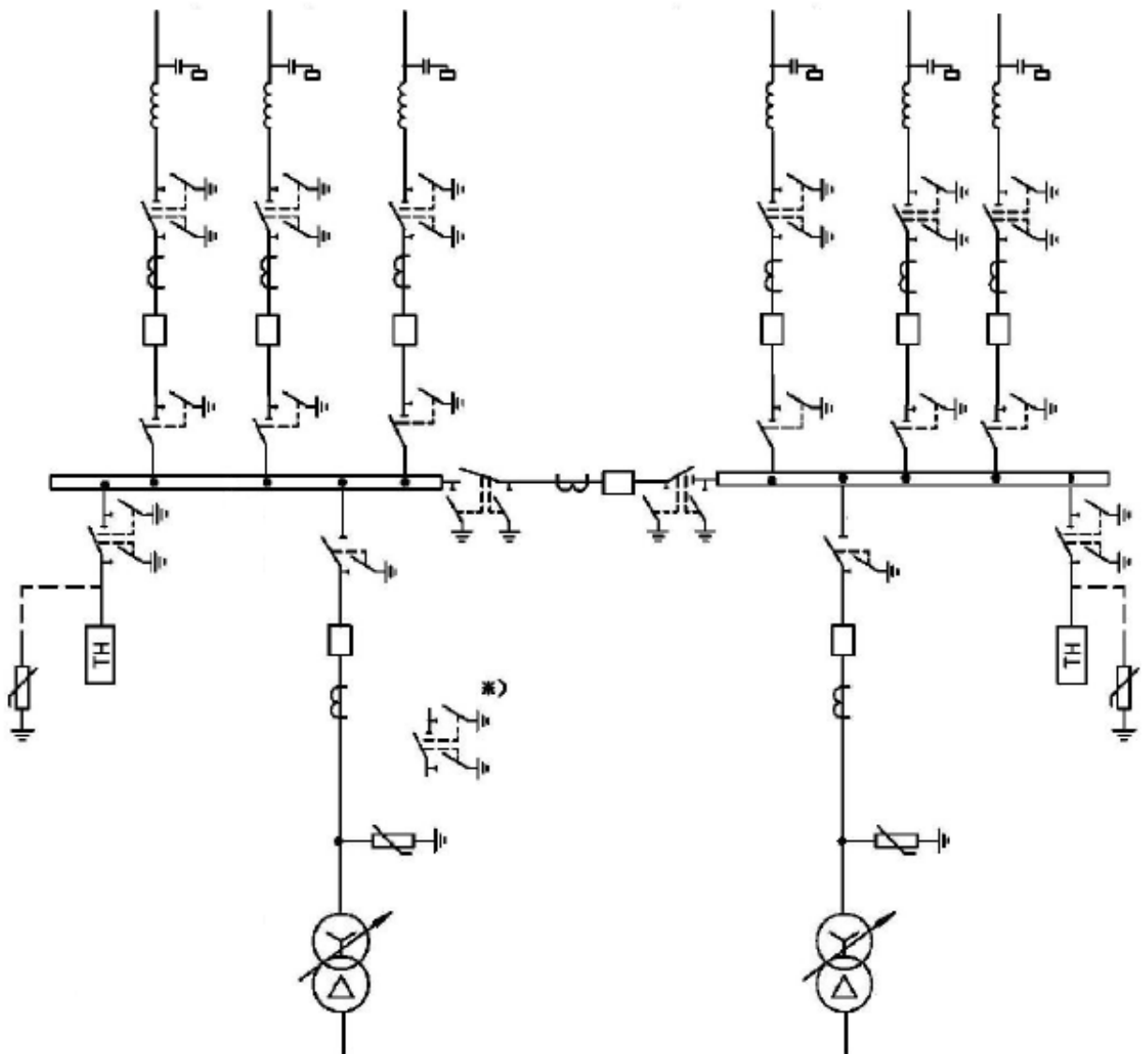


Рисунок 2 – Типовая схема «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

Данная схема подходит для данной подстанции. Она не дорога в строительстве и, так как подстанция находится в городе, а городские сети

закольцованы, то потребители, подключаемые к подстанции, имеют питание постоянное или резервное от других подстанций, и это позволяет обеспечить надежное электроснабжение.

## 2.2. Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

Продолжительным режимом работы называется такой режим работы электротехнического устройства, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим имеет место, когда электроустановка находится в одном из режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

Расчёт токов в нормальном и продолжительном режимах линий электропередач был выполнен в 1 разделе работы. Выполним расчёт токов в цепи двухобмоточного трансформатора.

Из вышперечисленных режимов работы выберем наиболее тяжелые, когда в электроустановке протекает наибольший ток.

Таким образом, расчётными токами продолжительного режима в цепи двухобмоточного трансформатора являются наибольший ток нормального режима  $I_{\text{норм}}$  и наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима  $I_{\text{max}}$ .

Цепь трансформатора на ПС.

Ток в нормальном режиме на стороне ВН:

$$I_{\text{норм.т.ВН}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (42)$$

где  $U_{\text{НОМ.Т}}$  – номинальное напряжение трансформатора на высокой стороне.

$$I_{\text{норм.т.ВН}} = 0,7 \cdot \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 87,86 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{max.т.ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (43)$$

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$I_{\max.т.вн} = 1,4 \cdot \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 175,7 \text{ А.}$$

Ток в нормальном режиме на стороне НН:

$$I_{\text{норм.т.нн}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т.нн}}}, \quad (44)$$

где  $U_{\text{ном.т.нн}}$  – номинальное напряжение трансформатора на низкой стороне.

$$I_{\text{норм.т.нн}} = 0,7 \cdot \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 1604 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме на стороне НН:

$$I_{\max.т.нн} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}}, \quad (45)$$

$$I_{\max.т.нн} = 1,4 \cdot \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 3208 \text{ А.}$$

### 2.3. Расчет токов короткого замыкания

Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания приведена на рисунке 5.

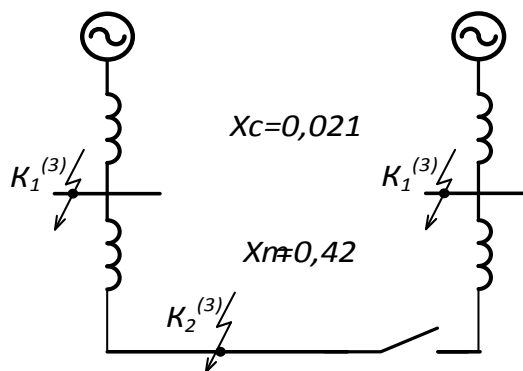


Рисунок 5 – Расчетная схема замещения

Выбираем базисные величины для каждой точки короткого замыкания. Для точки К-1 (сторона ВН РУ) базисная мощность  $S_B = 100 \text{ МВА}$ , значение базисного напряжения выбирается из среднего ряда напряжений в соответствие:  $U_B = 115 \text{ кВ}$ .

Значение базисного тока рассчитывается по формуле (46):

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (46)$$

подставляя числовые значения, для точки К-1, получим:

$$I_B = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 502 \text{ А.}$$

Для точки К-2 (сторона НН РУ) базисная мощность  $S_B = 100 \text{ МВА}$ , значение базисного напряжения выбирается из среднего ряда напряжений в соответствие:  $U_B = 6,3 \text{ кВ}$ .

На основании формулы (46) производим расчет значения базисного тока для точки К-2.

$$I_{B,К-2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА.}$$

Расчетное сопротивление трансформаторов:

Запишем значения индуктивных сопротивлений трансформаторов в о.е.:

$$X_T = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (47)$$

где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, для ТДН-25000/110  $u_k = 10,5\%$ .

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42.$$

Определим эквивалентное сопротивление.

$$X_{\Sigma} = X_C + X_T, \quad (48)$$

где  $X_C$  – реактанс системы.

Для нашей сети реактанс системы равен 0,021.

$$X_{\Sigma} = 0,021 + 0,42 = 0,441$$

Ток короткого замыкания для точки К-1 может быть определен по формуле (49):

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$I_{П.0} = \frac{E_c}{X_c} \cdot I_6, \quad (49)$$

подставляя числовые значения, получим:

$$I_{П.0.110} = \frac{1}{0,021} \cdot 502 = 23,904 \text{ кА.}$$

Амплитудное значение ударного тока определим по формуле (50):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П.0}, \quad (50)$$

где  $K_y$  – величина ударного коэффициента, равна 1,77.

Подставив значения, в формулу (50) найдем:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,77 \cdot 23,904 = 73,283 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания для точки К-1 определим по формуле (51):

$$S_{кз} = \sqrt{2} \cdot U_B \cdot I_{П.0}, \quad (51)$$

подставляя числовые значения, получим:

$$S_{кз} = \sqrt{2} \cdot 115 \cdot 23,904 = 3,89 \text{ МВА.}$$

Расчет для точки К-2 аналогичен.

Ток короткого замыкания для точки К-2:

$$I_{П.0.6,3} = \frac{1}{0,441} \cdot 9,164 = 20,78 \text{ кА.}$$

Амплитудное значение ударного тока. Величина ударного коэффициента  $K_y = 1,82$ . Посчитаем по формуле (50) :

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 20,78 = 53,48 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания для точки К-2 определим по формуле (51), подставляя числовые значения, получим:

$$S_{кз} = \sqrt{2} \cdot 6,3 \cdot 20,78 = 185,14 \text{ МВА.}$$

В результате расчетов, произведенных в данном подпункте, определены величины токов короткого замыкания, значения ударных токов и мощностей короткого замыкания. Все эти величины необходимы для дальнейшего выбора электрического оборудования.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



#### 2.4. Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, изоляторов, средств контроля и измерений

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях ведется с помощью контрольно-измерительных приборов.

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и место установки могут быть различными.

В схему проектируемой подстанции необходимо установить следующие приборы:

Линии 6 кВ: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

Линии 110 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. Для линий с пофазным управлением устанавливается три амперметра. На линиях с двусторонним питанием ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, два счетчика активной энергии со стопорами.

Цепь понизительного трансформатора: ВН: –;

НН: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии.

Сборные шины 110 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр;

Сборные шины 6 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений.

Цепь секционного выключателя: амперметр.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Трансформатор собственных нужд: ВН: –, НН: амперметр, счетчик активной энергии.

Распределительное устройство ВН

Выбор выключателей и разъединителей

Проведем выбор по наибольшему току на ВН – току вводных ЛЭП.

На стороне ВН к установке принимаем элегазовый выключатель ВТБ-110У1 (выключатель элегазовый баковый наружной установки). С собственным временем отключения  $t_{с.в.} = 0,032$ [10]. Расчетное время отключения может быть найдено по формуле (52):

$$\tau = t_{3\min} + t_{с.в.}, \quad (52)$$

где  $t_{3\min}$  – минимальное время работы РЗ, принимаем равным 0,01.

$$\tau = 0,01 + 0,032 = 0,042 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы определяется по формуле (53):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П.О.110} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}}, \quad (53)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 23,9 \cdot e^{\frac{-0,042}{0,03}} = 8,335 \text{ кА.}$$

Завод – изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100}, \quad (54)$$

где  $\beta_{\text{НОМ}}$  допустимое относительное содержание апериодической

составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

$\beta_{\text{НОМ}}$  определяется по каталогу, для данного выключателя  $\beta_{\text{НОМ}} = 45 \%$ .

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

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$B_k = I_{П.0.110}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (55)$$

Здесь  $t_{отк} = t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,06 = 0,16$  с;  $t_{р.з.}$  – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с;  $t_{о.в.}$  – полное время отключения выключателя ВТБ-110У1, равное 0,06 с [10].

$$B_k = 23,9^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 108,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем по каталогу [11] разъединители типа РГ–110/1000УХЛ1 (разъединитель горизонтально-поворотного типа двухколонковый с заземлителями) с электроприводами типа ПД-14. Все расчетные и каталожные данные сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Расчетные и каталожные данные выключателей и разъединителей на ВН

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВТБ-110У1	Разъединители РГ–110/1000УХЛ1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 311,06$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{норм} = 81,58$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_{a.\tau} = 8,335$ кА	$i_{a.ном} = 25,46$ кА	–
$I_{П.0} = 23,9$ кА	$I_{откл} = 40$ кА	–
$i_{уд} = 73,28$ кА	$i_{эл.дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_k = 108,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор средств измерения и контроля

Выбор трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до вторичных значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики, управления, сигнализации. Применение измерительных трансформаторов

обеспечивает безопасность работающих, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

Первичная обмотка трансформатора тока (ТТ) включается в электрическую цепь последовательно (в рассечку токопровода), а вторичная замыкается на некоторую нагрузку (измерительные приборы и реле), обеспечивая в ней ток, пропорциональный току в первичной обмотке. В ТТ высокого напряжения первичная обмотка изолирована от вторичной (от земли) на полное рабочее напряжение. Один конец вторичной обмотки обычно заземляется. Поэтому она имеет потенциал, близкий к потенциалу земли.

Выбор трансформаторов тока производят по напряжению установки, по току, по конструкции и классу точности; трансформаторы проверяют по электродинамической стойкости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке. Данные расчетов для выбора трансформаторов приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Расчётные данные	Каталожные данные
	Трансформатор ТВ-110-І 600/5
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 311,06 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$W_k = 108,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выберем трансформаторы тока ТВ-110-І 600/5 [12]. Эти трансформаторы имеют вторичные обмотки с номинальным током  $I_2 = 5 \text{ А}$ .

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов, остальные предназначены для релейной защиты.

На рисунках 6 и 7 показаны приборы устанавливаемые в РУ ВН и непосредственно к трансформаторам тока.

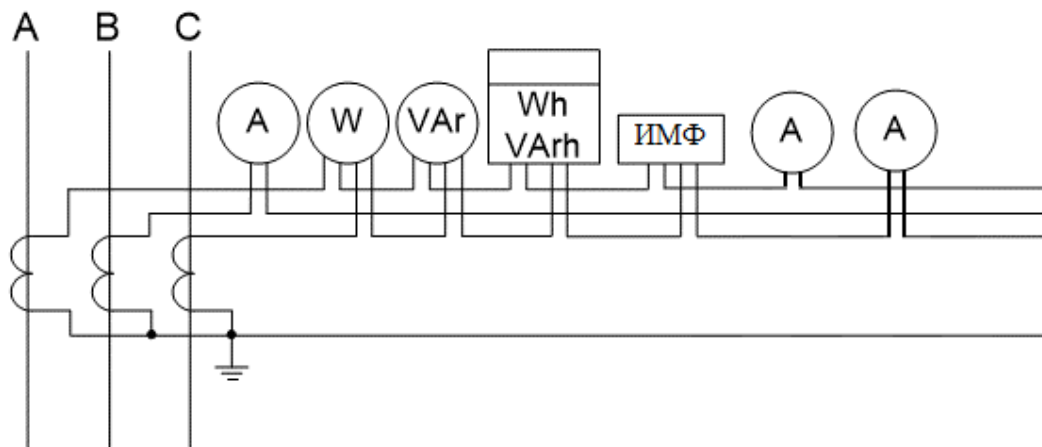


Рисунок 6 – Размещение приборов в цепи питающих и транзитных линий

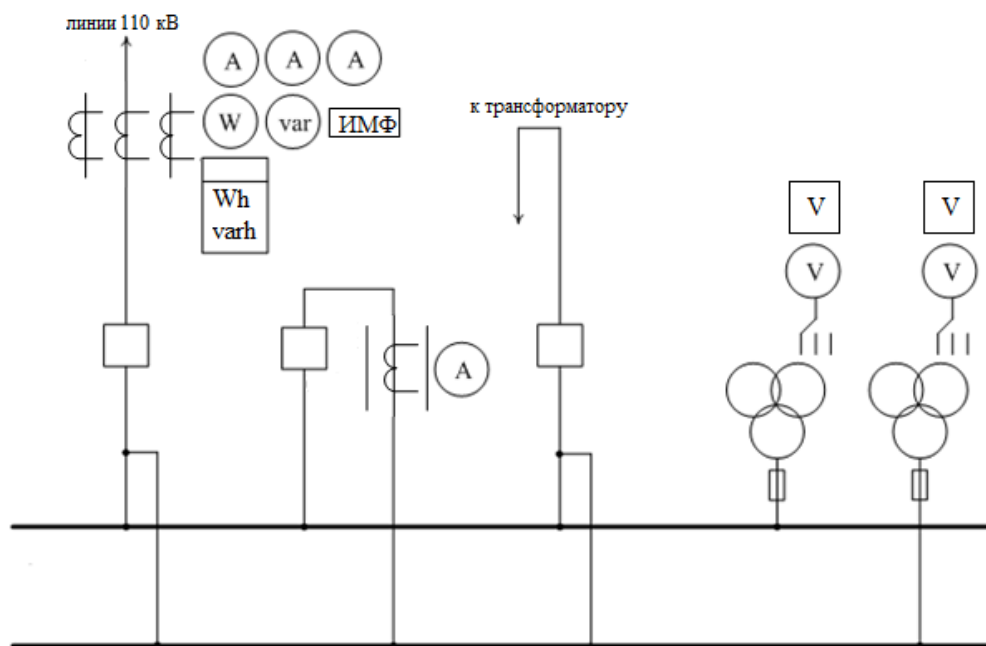


Рисунок 7 – Измерительные приборы на стороне ВН

Вторичная нагрузка наиболее загруженного трансформатора тока (на линии 110 кВ) приведена в таблице 26. Мощности нагрузки взяты из [13],[14],[16].

Таблица 26 – Вторичная нагрузка загруженного ТТ на ВН

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СР3020	0,1	-	0,1
Варметр	СР3020	0,1	-	0,1
Счетчик «Меркурий»	234 ARTM	0,1	-	0,1
ИМФ	ЗР	0,5	-	0,5

Итого:	1,4	0,6	1,4
--------	-----	-----	-----

Из таблицы 26 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока на фазах А и С.

Общее сопротивление приборов рассчитывается по формуле (56):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (56)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – суммарная мощность приборов, подключенных к ТТ;

$I_2$  – номинальный вторичный ток.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,4}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

Сопротивления проводов определим по формуле (57):

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}, \quad (57)$$

где  $Z_{2\text{ном}}$  – номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5, равно 0,6 Ом ;

$r_{\text{конт}}$  – сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом, поскольку число приборов больше 3.

$$r_{\text{пров}} = 0,6 - 0,056 - 0,1 = 0,444 \text{ Ом.}$$

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

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{конт}}}, \quad (58)$$

где  $l_{\text{расч}}$  – длина кабеля.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 80}{0,444} = 5,1 \text{ мм}^2.$$

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 6 мм<sup>2</sup>.

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи шиносоединительного выключателя.

На рисунке 8 покажем размещение приборов в цепи ШСВ, в таблицу 27 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

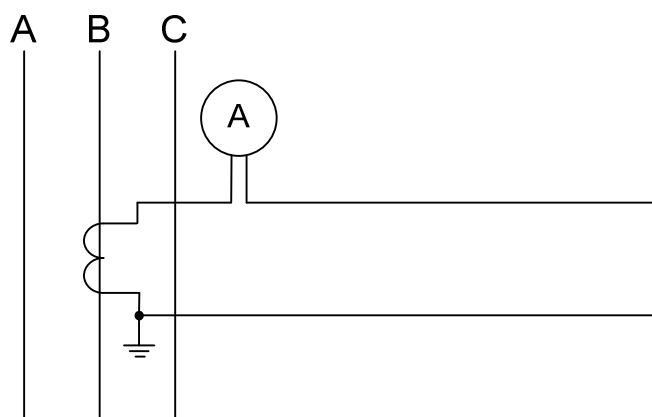


Рисунок 8 – Размещение приборов в цепи шиносоединительного выключателя

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи шиносоединительного выключателя

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	–	0,6	–
Итого:		–	0,6	–

Сопротивление приборов по формуле (56):

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом},$$

Сопротивление контактов  $r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$ , так как число приборов менее 3.

Сопротивления проводов определим с помощью формулы (57):

$$r_{\text{пров}} = 0,6 - 0,024 - 0,05 = 0,53 \text{ Ом}.$$

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию механической прочности) не менее 4 мм<sup>2</sup>. Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 80 м , тогда сечение согласно формуле (58) равняется:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 80}{0,53} = 4,3 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм<sup>2</sup>.

#### Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для питания катушек электроизмерительных приборов. Трансформатор устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям :

– по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} , \quad (59)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности;

– по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2 \text{ ном}} , \quad (60)$$

где  $S_{2 \text{ ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения.

Примем к установке трансформаторы типа ЗНОГ – 110 (заземляемый трансформатор напряжения однофазный газонаполненный) [17]. Трансформаторы имеют две вторичных обмотки: основную на  $100 / \sqrt{3}$  В и дополнительную на 100

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 200 В·А, а для класса точности 1- 300 В·А.

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке. На рисунке 9 показано подключение приборов к ТН. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 28[18].

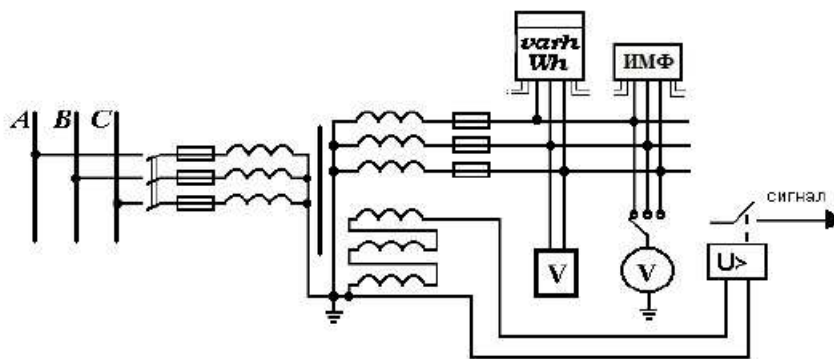


Рисунок 9 – Схема включения приборов к ТН

Таблица 28 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Ваттметр	ЛЭП 110 кВ	CP3020	2	2	1,0	0	3	12,0	-
Варметр		CP3020	2	2	1,0	0	3	12,0	-
Счетчик «Меркурий»		234 ARTM	10	3	0,38	0,925	3	34,2	83,25
ИМФ		ЗР	2	3	1,0	0	3	18,0	-
Вольтметр	Сборные шины 110 кВ	CB3020	2,0	1	1,0	0	1	2,0	-
Вольтметр с перек - ем		Н-393	10,0	1	1,0	0	1	10,0	-
Итого:								88,2	83,25

Суммарная мощность равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P^2 + Q^2)}, \quad (61)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(88,2^2 + 83,25^2)} = 121,3 \text{ ВА.}$$

Суммарная потребляемая мощность 121,3 ВА < 200 ВА, следовательно обеспечит класс точности 0,5.

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм<sup>2</sup> (по условию механической прочности).

#### Токоведущие части

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Для нашего случая необходимо выполнить только проверку по допустимому току в максимальном режиме, поскольку сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений проверке по экономической плотности тока не подлежат. Также шины, выполненные голыми проводами на открытом воздухе, на термическое действие тока короткого замыкания не проверяются. При напряжении 110 кВ не используют расщепление фаз, поэтому для соответствия требованиям по условию короны необходимо правильно подобрать сечение провода (минимально допустимое по условиям коронирования сечение для напряжения 110 кВ – 70мм<sup>2</sup>).

Сборные шины и линии к трансформаторам:

$$I_{\text{шин}} = I_{\text{max ЛЭП ВН}}, \quad (62)$$

где  $I_{\text{шин}}$  – ток в сборных шинах.

$$I_{\text{шин}} = 311,06 \text{ А.}$$

Выбираем провод марки АС-120/19 с длительно допустимым током  $I_{\text{дд}} = 390 \text{ А.}$

#### Изоляторы

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Выбираем подвесные стеклянные изоляторы марки ПС-120Б. В гирлянде на напряжение 110 кВ устанавливаем по 7 изоляторов.

#### Распределительное устройство НН

На подстанции производится реконструкция, без изменения мощности потребителей подключенных к РУ НН 6 кВ. Исполнение РУ НН остается без изменений. На отходящих ячейках установлены вакуумные выключатели ВБТП – 10, замена которых не предусматривается.

В вводных ячейках установлены масляные выключатели МГГ – 10, которые порекомендуем к замене на более современные вакуумные. Проведем выбор рекомендуемых к установке в водные ячейки вакуумных выключателей.

На стороне НН на вводных линиях и между секциями шин произведем выбор по токам на НН силового трансформатора в послеаварийном режиме к установке принимаем вакуумный выключатель ВВЭ-СМ-10-40/4000 УЗ (выключатель вакуумный с электромагнитным приводом) [19]. С собственным временем отключения  $t_{с.в.}=0,03$ . Расчетное время отключения найдем по формуле (52):

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04.$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы по формуле (53) равно:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 20,78 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,05}} = 13,205 \text{ кА.}$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$  согласно формуле (54) :

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,4 = 16,97 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания найдем по формуле (55):

$$t_{\text{отк}} = 0,05 + 0,1 = 0,105 \text{ с,}$$

$$t_{\text{р.з.}} = 0,05 \text{ с,}$$

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$t_{0.В.} = 0,1 \text{ с,}$$

$$B_k = 20,78^2 \cdot (0,105 + 0,05) = 66,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Все данные занесем в таблицу 29.

Таблица 29 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВЭ-СМ-10-40/4000 УЗ
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 3208 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$i_{a.\tau} = 13,205 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 13,205 \text{ кА}$
$I_{II.0} = 20,78 \text{ кА}$	$I_{отк} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 53,48 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 14,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформаторы тока, напряжения, и собственных нужд так же остаются без изменений.

Токоведущие части РУ НН

Соединение трансформатора с ЗРУ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В ЗРУ ошиновка и сборные шины выполняются сборными алюминиевыми шинами.

Выберем токопровод для соединения трансформатора с ЗРУ.

Проверка выполняется по следующим параметрам:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (63)$$

$$i_y \leq i_{дин}. \quad (64)$$

Выбираем токопровод ТЗКЭП-6-3150-128 УХЛ1, параметры которого сведены в таблицу 30 [20].

Таблица 30 – Параметры токопроводов

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$I_{\max} = 3208 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 3150$
$i_y = 53,48 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$

Во втором разделе была произведена разработка реконструируемой подстанции. В ходе разработки мной была выбрана типовая схема РУ ВН подходящая для данной подстанции. Произведен расчет рабочих токов в сети трансформаторов, и расчёт токов короткого замыкания при авария на системах шин.

По результатам расчёта было выбрано оборудование подстанции. Элегазовые выключатели, разъединители, ТТ, ТН, а так же выбрана ошиновка ОРУ 110 кВ, и токоведущие части для подключения ЗРУ 6 кВ.

Так же исходя из анализа установленного оборудования, рекомендовано заменить в вводных ячейка ЗРУ устаревшие масляные выключатели и установить более современные вакуумные выключатели.

Реконструируемая подстанция разработана таким образом, чтобы обеспечивать работу потребителей и обеспечивать их электроэнергией надлежащего качества.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

### 3 ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ И ЗАРЯДНЫХ СТАНЦИЙ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ.

#### 3.1. Распространение электромобилей

Новые технологии стремительно врываются в нашу жизнь, и электромобили, которые ещё не так давно казались игрушкой, сейчас очень просто встретить на улице. С каждым годом в мире производится и продается огромное количество автомобилей с электродвигателем. В 2018 году продажи электромобилей впервые превысили миллионную отметку. Причем спрос растет невероятными темпами: в 2016 году реализована 391 тысяча, в 2017-м — уже 727 тысяч, а результат прошлого года — 1 млн 261 тысяча чистых электромобилей, что в свою очередь составляет 1,5 % от всех проданных автомобилей. В следствии такого быстрого прогрессирования широкое распространение так же приобрели и зарядные станции для электромобилей, на сегодняшний день их насчитывается более 170000. Число индивидуальных зарядных станций неизвестно [21]

Процесс перехода на электрический транспорт ускоряют административные факторы. Некоторые крупные автомобильные концерны, как, к примеру, Volkswagen, решили полностью отказаться от выпуска автомобилей с двигателями внутреннего сгорания. Другие будут вынуждены это сделать в скором времени, в виду вводимых правительствами законов на запрет продажи таких автомобилей (с 2040 г. – Великобритания, Франция) или регистрации (с 2030 г. – Словения). Все это должно учитываться при формировании долгосрочных перспектив развития электрической сети, ведь речь идет о дополнительной большой потребности мощности. По оценкам частной немецкой компании Energy in Mind, если жители всех 28 стран Европейского союза (ЕС) к 2050 г. пересядут на электромобили, необходимая суммарная мощность составит порядка 830 ТВт.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Британская электросетевая компания National Grid plc в рамках разработки стратегии развития электросети Великобритании (Future Energy Scenarios, July 2017) предполагает, что к 2050 г. 90% всех продаваемых в стране автомобилей будут электрическими и объем необходимой мощности на электротранспорт в стране составит 18 ГВт. Итальянские исследователи с учетом перспектив развития сети станций быстрой зарядки оценили потенциальную потребность электроэнергии в Милане (Италия) к 2030 г. в 1,2 МВт.

Для сравнения, установленная мощность самой крупной в мире ГЭС «Три ущелья» (Китай) составляет 22,5 ГВт.

### 3.2. Нагрузка на сеть

Зарядное устройство электромобиля является нелинейной нагрузкой и, помимо увеличения нагрузки на электросетевую инфраструктуру, может быть причиной ухудшения качества электроэнергии, за счет генерирования гармонических искажений.

Для начала необходимо ответить на один из основных вопросов: что именно может оказать влияние на сеть – электромобили или зарядные станции? Можно сказать, что зарядные станции – только посредники, своего рода распределительные устройства, а конечным потребителем являются электромобили, за которыми стоят автовладельцы. Ведь именно они решают, когда и где зарядить свое транспортное средство. Т.е. зарядные станции – это только часть зарядной инфраструктуры, а транспортное средство – это нагрузка. Тем не менее, важна роль и зарядных станций. Поэтому при формировании стратегии развития электрических сетей, помимо оценки потенциального количества единиц нагрузки (электромобилей), необходимо учитывать также зарядную инфраструктуру и ее характеристики. Важно знать, с какими же трудностями столкнулись те сетевые организации, которые начали работу в данном направлении раньше остальных и с чем столкнуться те, кто только начинает работу по присоединению таких устройств к сети.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Как же будет распределяться нагрузка? На какие часы будет приходиться основная нагрузка? Будет ли увеличение количества электромобилей оказывать влияние на сеть в пиковые часы? О какой нагрузке идет речь? Готовы ли сети к дополнительной нагрузке? Эти и другие вопросы чрезвычайно важны.

Нужно учитывать, что не все сети готовы к увеличению нагрузки. К перспективным местам установки зарядных станций относятся места массового скопления людей, жилые районы, места в которых владельцы электромобилей могут проводить время в целях развлечения, покупок. Соответственно, около торгово-развлекательных центров, стадионов, театров, деловых центров и государственных учреждений, муниципальных парковок, при гостиницах, а также на автозаправочных станциях. Наряду с городом и междугородние трассы будут оборудоваться пунктами зарядки. При этом резерв мощности трансформаторных подстанций везде разный.

Исследование, проведенное в 2013 г. в США, показало, что общественные зарядные станции, подключенные к частным сетям в районе мест массового скопления людей, не оказывают существенного влияния на сеть, т.к. первичное оборудование подстанций (трансформатор и пр.) рассчитаны на большие нагрузки. Проблема возникает тогда, когда владельцы электромобилей устанавливают зарядные станции в своих частных домах, проживая в небольших населенных пунктах, состоящих из 5–10 домов, или в малосолнечных регионах, где не предусматривалась нагрузка, например, от кондиционеров воздуха. Там зачастую сети не рассчитаны на значительное повышение нагрузки.

Чтобы лучше понять о каких нагрузках идет речь, можно привести следующий пример. В Санкт-Петербурге установленный норматив потребления электроэнергии для семьи проживающей в двухкомнатной квартире, составляет 63 кВт·ч к на человека в месяц, т.е. если считать что в среднем в семья состоит из трёх человек найдем нормативную мощность на семью в месяц:

$$P_{\text{норм.с}} = P_{\text{норм.ч}} \cdot n_{\text{ч}}, \quad (65)$$

где  $P_{\text{норм.ч}}$  – нормативная мощность на человека,

						130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			72



$n_{\text{ч}}$  – количество членов семьи.

$$P_{\text{норм.с}} = 63 \cdot 3 = 189 \text{ кВт} \cdot \text{месяц.}$$

Считая, что в месяце в среднем 30 дней то нормативное потребление в день равно:

$$P_{\text{норм.с.д}} = \frac{P_{\text{норм.с}}}{30}, \quad (66)$$

$$P_{\text{норм.с.д}} = \frac{189}{30} = 6,3 \text{ кВт.}$$

Получается на семью 189 кВт·ч в месяц и 6,3 кВт·ч в день. Чтобы оценить потребление электромобиля, проведем небольшой анализ.

Существующие на рынке типы электромобилей по емкости батареи можно условно разделить на 4 типа: малоемкие, среднеемкие, высокоемкие и сверхъемкие. Емкость аккумуляторной батареи и мощность зарядных станций определяют время зарядки электромобилей.

Рассчитаем время зарядки электромобиля  $t_{\text{зар}}$  в зависимости от емкости его батареи мощности получаемой из сети. Для примера определим время заряда электромобиля с батареей средней ёмкости  $C_{\text{бат}} = 30 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  заряжаемого от сети с мощностью  $P_{\text{зар}} = 3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ :

$$t_{\text{зар}} = \frac{C_{\text{бат}}}{P_{\text{зар}}}, \quad (67)$$

$$t_{\text{зар}} = \frac{30}{3} = 10 \text{ ч.}$$

Так же проведем расчет времени для различных электромобилей, и составим сравнительную таблицу. Таблица вынесена на плакат.

Сравним потребление сверхъемкого автомобиля, например, Tesla Model S с емкостью аккумуляторной батареи 85 кВт·ч, при заряде полностью разряженной батареи на станции быстрой зарядки 50 кВт и мощность обычной квартиры. Время заряда электромобиля:

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$t_{\text{зар}} = \frac{85}{50} = 1,7 \text{ ч.}$$

При этом обычной квартире для потребления такой же мощности потребуется значительно большее время:

$$t_{\text{п.к.}} = \frac{C_{\text{бат}}}{P_{\text{норм.с.д}}}, \quad (68)$$

$$t_{\text{п.к.}} = \frac{85}{6,3} = 13,5 \text{ дней.}$$

Получается почти за два часа из сети потребится мощность, сопоставимая с не менее 13 дневным потреблением электроэнергии семьей в Санкт-Петербурге. Именно поэтому в некоторых районах и населенных пунктах может потребоваться замена или расширение мощности трансформаторных подстанций.

Чтобы избежать повышения потребления в пиковые часы, в некоторых странах уже разработали для владельцев электромобилей специальные тарифы, стимулирующие зарядку в ночные часы. При этом, на мой взгляд, даже без специальной системы мотивации зарядка в ночное время удобна для владельцев электромобилей, если они передвигаются в городской черте. Так, у популярного электромобиля Nissan Leaf второго поколения заявленный запас хода составляет не менее 378 км, для большинства водителей, за исключением водителей транспортных компаний и такси, того запаса энергии, который предусмотрен полным зарядом батареи, вполне достаточно для нормальной езды по городу в течение дня. Вывод: установка зарядных станций в некоторых районах и населенных пунктах может привести к серьезным перегрузкам. Для предупреждения этого следует, например, вести учет числа зарядных станций, электромобилей, а также в перспективе создавать методы стимулирования зарядки в непиковые часы. Результаты следует учитывать при планировании модернизации электрической сети.

### 3.3. Реактивная мощность и гармонические искажения

Для электросети батарея электромобиля – емкостная нагрузка, и во время заряда через зарядную станцию происходит выдача в сеть реактивной мощности.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Благодаря этому снижается нагрузка на трансформаторы, повышается эффективность распределительных сетей . С точки зрения компенсации реактивной мощности, особенно эффективны быстрые зарядные станции.

Однако, компенсация реактивной мощности происходит не постоянно. В период простоя зарядная станция наоборот потребляет реактивную мощность. Данный факт должен быть обязательно учтен при проведении испытаний зарядной станции, для оценки потребления реактивной мощности и принятия мер по его снижению. Китайские ученые, например, после исследования безопасности подключения зарядных станций к внутренней распределительной сети на одном из предприятий выявили, что за счет установки в зарядную станцию шунтирующего конденсатора удастся снизить потери реактивной мощности. Для поиска оптимального решения данного вопроса требуются отдельные исследования.

Немаловажен вопрос и генерации гармонических искажений. Обращает внимание на себя тот факт, что разные исследователи определяют различные источники их возникновения. Одни ссылаются на электромобили , другие – на контроллеры заряда или иные компоненты зарядных станций, третьи – на процесс заряда . Для однозначного подтверждения или опровержения каждого из указанных мнений необходимо проведение специального исследования. Показательно, однако, исследование немецких ученых, которые для изучения гармонических искажений использовали одну зарядную станцию и различные электромобили. В результате было выявлено, что различные электромобили генерируют разное количество гармонических искажений.

Если говорить о методах недопущения в сеть таких искажений, то существуют различные способы. Как, например, применение активных и пассивных фильтров, устройств с автоматической стабилизацией формы напряжения и тока, вольтодобавочных устройств, электромашинных преобразователей. Таким образом, при разработке зарядной станции производители должны предусмотреть устройства, ограничивающие гармонические составляющие, а сетевые

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

организации при подключении в сеть зарядной станции должны проверить протокол испытаний измерения уровня гармоник.

Вывод: при разработке зарядной станции следует обратить внимание на отсутствие факторов, способных вызвать перепады напряжения, фликер (мерцания), несимметрию токов и напряжений, а также ухудшить качество электроэнергии, например, гармонических искажений, а также предпринять меры по снижению объема потребляемой зарядной станцией реактивной мощности. Сетевые организации должны обращать внимание на результаты испытаний подключаемых к сети зарядных станций, для предупреждения массовой установки устройств ухудшающих качество электроэнергии. Решающую роль в этом может сыграть нормативная база [15].

#### 3.4. Вывод о влиянии электромобиля

Подводя итог всему вышесказанному, необходимо отметить следующее. Потребление электроэнергии из-за увеличения числа электромобилей будет расти. Для покрытия потребления в некоторых случаях потребуются внедрение дополнительных энергетических мощностей. Требуется разработка правил регулирования или учета числа зарядных станций, для предотвращения локальных перегрузок. В отдельных случаях потребуются увеличение мощности трансформаторных подстанций. Кроме того, потребуются разработка методов стимулирования зарядки в непиковые часы. Производителям зарядных станций следует проводить испытания и модернизацию станций для обеспечения их безвредности для электросети.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе провели расчёты режимов участка сети при различных нагрузках. Оценили загрузку установленных линий и оборудования. Перегружаемые линии рекомендованы к замене, трансформаторы, установленные на подстанциях, при всех режимах работы не перегружаются выше нормы.

Разработан план реконструкции подстанции «Восточная». Реконструкция заключается в изменении схемы РУ ВН, с переводом потребителей с напряжения 35 кВ, на 110 кВ без изменения потребляемой мощности. Выбран трансформатор ТДН – 25000/110/6, рекомендован к установке элегазовый выключатель ВТБ-110.

Изменения схемы РУ НН, не предусматривается, но рекомендуем к замене устаревший масляный выключатель, установленный в вводных ячейках ЗРУ. Ему на смену предлагаем вакуумный выключатель ВВЭ-СМ-10-40/4000.

Дополнительно был рассмотрен вопрос влияния электромобилей и зарядных станций на электрическую сеть. Изучив вопрос стало понятно, что при таком быстром распространении электромобиля, в скором времени нагрузка на сеть может значительно возрасти и необходимо будет модернизировать сеть и сделать оптимальное распределение нагрузки по времени.

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СТО ЮУрГУ 21–2008 Стандарт организации. Система управления качеством образовательных процессов. Курсовая и выпускная квалификационная работа. Требования к содержанию и оформлению / Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, А.Е. Шевелев, Е.В. Шевелева. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 55 с.
2. Правило устройства электроустановок. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011. – 928с.
3. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, 2014.
4. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1), 1985.
5. Инвестиционная программа ОАО «МРСК Урала» 2017-2022 гг. <https://www.mrsk-ural.ru/investments-innovations/investment-program/>
6. Промежуточные опоры ВЛ 110кВ, П110-3. – [http://www.ural-esk.ru/p110-3v\\_p110-3v\\_4.html](http://www.ural-esk.ru/p110-3v_p110-3v_4.html)
7. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012 – 376 с.
8. Промежуточные опоры ВЛ 110кВ, П110-4В. – <http://www.ural-esk.ru/p110-4v.html>
9. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 37-750 кВ. Типовые решения. – [http://www.fsk-ees.ru/about/standards\\_organization/](http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/)
10. Каталог ВТБ-110 (У1, УХЛ1) Выключатель элегазовый баковый. –

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

[http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/vyklyuchateli-elegazovye-bakovye/vtb-110-u1-uhl1-vyklyuchatel-elegazovyy-bakovyy](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/vyklyuchateli-elegazovye-bakovye/vtb-110-u1-uhl1-vyklyuchatel-elegazovyy-bakovyy)

11. Каталог РГ-110 (УХЛ1) Разъединители горизонтально-поворотного типа. – [http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/rg-110-kv](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/rg-110-kv)

12. Каталог Встроенный трансформатор тока ТВ-110-I, ТВ-110-II. – <http://promsouz.com/tv-110-1-2.html>

13. Каталог СА3020-5 — амперметр цифровой щитовой, 5 А. – <https://www.electronpribor.ru/catalog/504/sa3020-5.htm>

14. Каталог СР3020-ВАТ — ваттметр цифровой щитовой. – <https://www.electronpribor.ru/catalog/507/sr3020-vat.htm>

15. Энергоэкспер, журнал 1 выпуск 2018 г.

16. Каталог счетчик активной и реактивной энергии «Меркурий». <https://mercury.nt-rt.ru/images/manuals/mercury234ARTM.pdf>

17. Каталог ЗНОГ-110 (У1, УХЛ1) Трансформатор напряжения элегазовый. - [http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovyy](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovyy)

18. Каталог СВ3020 — вольтметр цифровой щитовой <https://www.electronpribor.ru/catalog/505/sv3020.htm>

19. Каталог Вакуумный выключатель ВВЭ-СМ-10-40/4000 У3 <http://www.konstalin.ru/?sid=3&ID=1893>

20. Комплектные токопроводы и шинопроводы. <http://www.zeim.ru/production/cat/catalogue/abs-zeim-kt.pdf>

21. Авто Ревю Статистика-2018: мировой рейтинг популярности <https://autoreview.ru/news/statistika-2018-mirovoy-reyting-populyarnosti>

					130302.2019.225 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79