

Федеральное агентство по рыболовству

Федеральное государственное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Калининградский государственный технический университет»  
(ФГБОУ ВО «КГТУ»)

Кафедра электрооборудования судов и электроэнергетики

Допущен к защите:  
Заведующий кафедрой ЭС и ЭЭ  
доктор техн. наук, профессор  
\_\_\_\_\_ В.Ф. Белей

Декан факультета  
судостроения и энергетики  
доктор техн. наук, доцент  
\_\_\_\_\_ А.И. Притыкин

## **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЭЦ НА ДРЕВЕСНЫХ ОТХОДАХ В КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ**

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
(Бакалаврская работа)

по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

### **ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА** **ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ**

Руководитель проекта:  
канд. техн. наук, доцент  
\_\_\_\_\_ М.С. Харитонов

Проект выполнил:  
студент группы 16-ЭЭ  
\_\_\_\_\_ В.И. Шульган

Нормоконтроль:  
доцент  
\_\_\_\_\_ М.Э. Сивуха

Консультанты:  
по надежности  
канд. техн. наук, доцент  
\_\_\_\_\_ М.С. Харитонов

Калининград, 2020

## Аннотация

Пояснительная записка: 147 листов, 107 рисунков, 85 таблиц, 59 источников и 7 приложений.

**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, ДРЕВЕСНЫЕ ОТХОДЫ, ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА, СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ.**

Целью данной работы является проектирование электрической части ТЭЦ на древесных отходах в Калининградской области.

В первом разделе проведена оценка мировой практики сооружения ТЭЦ на древесных отходах, произведен анализ потенциала ресурса, а также выбрана технологическая схема получения энергии из древесных отходов.

Во втором разделе выбрано место сооружения станции, рассчитано количество образуемых древесных отходов в районе станции и выполнен расчет мощности станции.

В третьем разделе выполнен выбор схемы подключения станции к подстанции, а также проведен анализ текущего состояния подстанции О-19 Полесск.

В четвертом разделе выполнен выбор схемы распределительного устройства 110 кВ для подстанции по показателям надежности и экономичности. Помимо этого, выбраны схемы распределительных устройств 15 кВ подстанции и 10 кВ станции.

В пятом разделе выполнен расчет токов нормальных и утяжеленных режимов для подстанции и станции.

В шестом разделе выполнен расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции и станции относительно всех крупных электростанций области.

В седьмом разделе выполнен выбор силового оборудования для подстанции и станции.

В восьмом разделе спроектирована система молниезащиты для ОРУ 110 кВ подстанции О-19 Полесск.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

## Содержание

Обозначения и сокращения.....	5
Введение .....	6
1 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ .....	7
1.1 Анализ мировой практики сооружения ТЭЦ на древесных отходах .....	7
1.2 Оценка энергетического потенциала древесных отходов .....	12
1.3 Выбор технологической схемы электростанции .....	15
1.4 Выбор установки газификации.....	21
2 РАСЧЕТ МОЩНОСТИ СТАНЦИИ .....	23
2.1 Выбор площадки сооружения электростанции .....	23
2.2 Анализ древесных ресурсов в районе сооружения станции.....	25
2.3 Расчет установленной мощности станции .....	26
3 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ПОДСТАНЦИИ О-19 ПОЛЕССК.....	29
3.1 Выбор структурной схемы .....	29
3.2 Анализ текущего состояния подстанции.....	31
3.3 Выбор трансформаторов связи.....	32
4 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ .....	37
4.1 Выбор схемы распределительного устройства 110 кВ .....	37
4.2 Расчетные условия по перетокам мощности.....	38
4.3 Методика расчета показателя надежности схем РУ.....	40
4.4 Расчет показателей надежности схемы 110-5Н .....	42
4.5 Расчет показателей надежности схемы 110-5АН .....	44
4.6 Расчет показателей надежности схемы 110-7 .....	45
4.7 Выбор схемы распреустройства 15 кВ .....	47
4.8 Выбор схемы распреустройства станции .....	48
4.9 Общая электрическая схема подстанции и станции .....	49
5 РАСЧЕТ ТОКОВ НОРМАЛЬНЫХ И УТЯЖЕЛЕННЫХ РЕЖИМОВ .....	50
5.1 Расчет токов нормального и утяжеленного режима на напряжение 110 кВ ..	50
5.2 Расчет токов нормального и утяжеленного режима на напряжение 15 кВ ....	53
5.3 Расчет токов нормального и утяжеленного режима на напряжение 10 кВ ....	55
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	58
6.1 Расчет схемы замещения относительно ТЭЦ-2 .....	58
6.2 Расчет схемы замещения относительно Прегольской ТЭС.....	62
6.3 Расчет схемы замещения относительно Приморской ТЭС .....	65
6.4 Расчет схемы замещения относительно Талаховской ТЭС .....	68
6.5 Расчет схемы замещения относительно Маяковской ТЭС.....	71
6.6 Расчет общей схемы замещения.....	74
6.7 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции и станции.....	77
7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДСТАНЦИИ И СТАНЦИИ .....	80
7.1 Выбор оборудования на напряжение 110 кВ подстанции .....	80
7.2 Выбор оборудования на напряжение 15 кВ подстанции .....	92
7.3 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ станции .....	97

					<b>ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		3

8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОЛНИЕЗАЩИТЫ.....	102
8.1 Расчет системы молниезащиты .....	103
8.2 Проверка на грозоупорность.....	108
Заключение .....	110
Список использованных источников .....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ А ТЭЦ на древесных отходах. Карта лесничеств. Зона сбора отходов.....	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ТЭЦ на древесных отходах. Карта лесничеств. Район расположения станции .....	116
ПРИЛОЖЕНИЕ В ПС О-19 Полесск. Показатели надежности. Таблица.....	117
ПРИЛОЖЕНИЕ Г ПС О-19 Полесск. Расчет токов КЗ. Схемы замещения .....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ Д ПС О-19 Полесск. Расчет токов КЗ .....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ Е ТЭЦ на древесных отходах. Компоновка сооружений.....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж ПС О-19 Полесск. Система молниезащиты. Схема электрическая расположения.....	147

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4



## Обозначения и сокращения

АО – акционерное общество

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическим процессом

БМЗ – блочно-модульное здание

ВЛ – воздушная линия

ГОСТ – государственный общесоюзный стандарт

ГПУ – газопоршневая установка

ГРЩ – главный распределительный щит

ДГК – дугогасящая катушка

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КВЛ – кабельно-воздушная линия

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КПД – коэффициент полезного действия

КРУ – комплектное распределительное устройство

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ЛЭП – линия электропередачи

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ОПН – ограничитель перенапряжений

ОПУ – общестанционный пункт управления

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПС - подстанция

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РУ – распределительное устройство

РФ – Российская Федерация

СТО – стандарт организации

ТН – трансформатор напряжения

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТТ – трансформатор тока

ТЭС – тепловая электрическая станция

ТЭЦ - теплоэлектроцентраль

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

## Введение

Проблема электроснабжения – одна из основных проблем Калининградской области, особенно в преддверии перехода энергосистемы области на автономную работу.

Развитие промышленности, сельского хозяйства, бизнеса и туризма ведет к повышению потребности в электроэнергии.

При заготовке леса и дальнейшей обработке древесины остается до 50 % объема дерева в виде ветвей, коры, реек, стружки, опилок, древесной пыли. Эти отходы складываются или сжигаются, доставляя множество проблем предприятиям, связанным с этой отраслью.

Решить эту проблему в Калининградской области может постройка электростанции на древесных отходах. Топливом для данной электростанции будут являться древесные отходы, от которых предприятия отрасли пытаются избавиться, что позволит помимо выработки электроэнергии и тепла снизить количество выбрасываемых, складываемых и сжигаемых древесных отходов.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

# 1 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

## 1.1 Анализ мировой практики сооружения ТЭЦ на древесных отходах

Для максимально объективной оценки эффективности внедрения электростанций на древесных отходах следует обратить внимание на международный опыт. В мире можно найти множество примеров удачных и достаточно крупных электростанций на отходах древесной промышленности.

Древесные отходы являются крайне перспективным и выгодным источником топлива, что подтверждается большим количеством электростанций на этом виде отходов.

В частности, в Германии находится более 30 станций такого типа различной мощности, которая зависит от доступного количества топлива [1]. Но это не исключает возможности использования типовых проектов, которые за годы использования зарекомендовали себя с лучшей стороны. В таблице 1.1 приведены параметры некоторых немецких станций на отходах древесной промышленности.

Таблица 1.1 – Список крупных электростанций Германии на древесных отходах

Название электростанции	Тепловая мощность МВт	Электрическая мощность МВт	Расположение
Biomasseheizkraftwerk Berlin-Rudow	65	20	Село Рудоу
Biomassekraftwerk Bischofferode-Holungen		20	Холунген
Biomassekraftwerk Königs Wusterhausen		20	Кёнигс-Вустерхаузен
Biomassekraftwerk Lünen		20	Люнен
Biomassekraftwerk Emlichheim	70	20	Эмлиххайм
Biomasse-Heizkraftwerk Elsterwerda	44	12,6	Эльстерверда
Biomasseheizkraftwerk Ulm		10	Ульм
Biomasse Heizkraftwerk Dresden	15	7,1	Дрезден
Biomasse-Heizkraftwerk Buchen		7,7	Бухен
Bio- und Holzkraftwerk Zapfendorf	27	5,6	Цапфендорф

Размещение станций из таблицы 1.1 изображено на рисунке 1.1.

					<b>ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</b>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Выбор технологической схемы</b>		
<i>Разраб.</i>	<i>Шульган В.И.</i>						
<i>Провер.</i>	<i>Харитонов М.С.</i>						
<i>Рцков.</i>	<i>Харитонов М.С.</i>						
<i>Н. Контр.</i>	<i>Сивуха М.Э.</i>						
<i>Утв.</i>	<i>Белей В.Ф.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						7	15
					ФГБОУ ВО «КГТУ» Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16–ЭЭ		

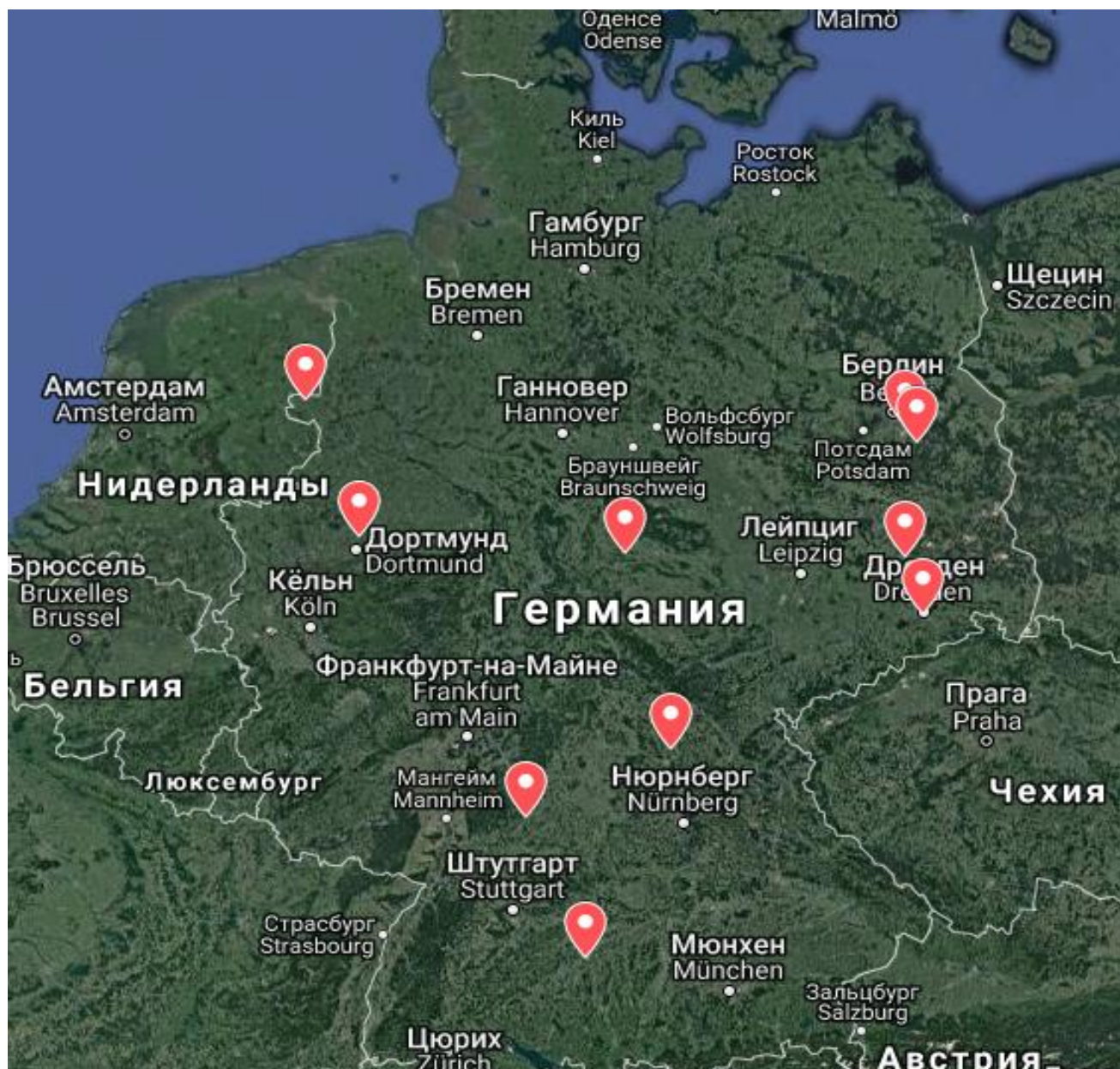


Рисунок 1.1 – Размещение станций на древесных отходах в Германии

Рассмотрим подробнее одну из немецких станций «Bio- und Holzkraftwerk Zapfendorf» (рисунок 1.2). Она эксплуатируется с 2016 года с установленной мощностью 5,6 МВт. В год до 65000 тонн древесных отходов всех классов, включая опасные древесные отходы, утилизируются для выработки энергии. Это позволяет производить около 47000 мегаватт часов электроэнергии в год [2].

Станция принимает широкий спектр древесных отходов [3]:

- Старая древесина из строительного сектора.
- Пропитанная старая древесина: железнодорожные шпалы, уличная мебель, сельское хозяйство.
- Мебель / крупногабаритные отходы.
- Упаковка: поддоны, ящики, кабельные барабаны.
- Отходы древесины от деревообработки и обработки: срезы, щепа, мелкая фракция.
- Прочие отходы: древесные отходы строительства, отходы разбитых судов и вагонов.





Рисунок 1.2 – Электростанция «Bio- und Holzkraftwerk Zapfendorf»

Тенденция к использованию этого вида топлива проявляется не только в Германии. В Нидерландах в 2017 году 0,95% всей электроэнергии были получены из отходов деревообрабатывающей промышленности [4].

На рисунке 1.3 представлена карта источников древесных отходов во Франции на 2019 год [5]. Видно, что потенциал ресурса крайне высок.

Датская «Зеленая революция» затрагивает основные электростанции страны, заменяя потребляемый десятилетиями уголь биомассой в виде импортируемых древесных гранул и щепы [6].

Отличным примером послужит крупнейшая угольная станция Дании. В конце 2019 года работы были завершены, и самая крупная угольная станция «Asnæs Power Station» (рисунок 1.4) начала работать на древесной щепе [7,8]. Мощность станции – 25 МВт.

При этом были заключены контракты с потребителями на поставку электрической и тепловой энергии, а также технологического пара, производимых на основе биомассы.

Экологичность сжигания древесины во многом зависит от происхождения сырья. В данном случае древесная щепа для электростанции будет в основном производиться из побочных продуктов, таких как ветки и отходы прореживающих рубок. Кроме того, все поставщики должны обеспечить доставку топлива таким образом, чтобы древесная щепа поступала из «устойчивых» лесов, где осуществляется посадка деревьев взамен вырубленных, и где обеспечена защита биоразнообразия.

В таблицу 1.2 сведены данные о влиянии биомассы на выработку энергии в 2017 году в странах Европы [9,10].

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9



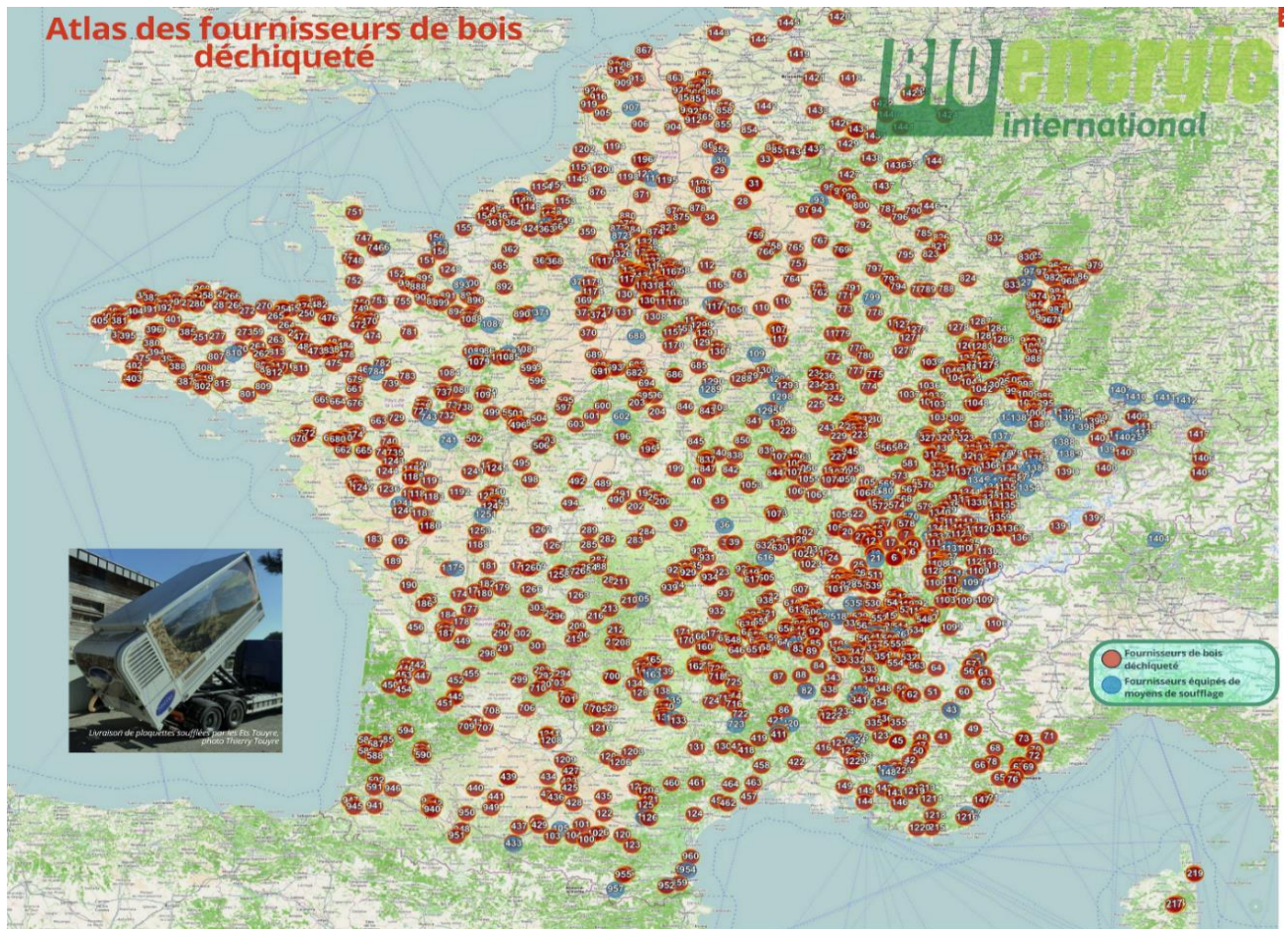


Рисунок 1.3 – Источники древесных отходов во Франции



Рисунок 1.4 – ТЭЦ «Asnæs Power Station»

					VKP.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Таблица 1.2 – Доля биомассы в выработке энергии

Страна	Доля биомассы	Количество энергии, полученной из биомассы, Млн. кВт · ч/год
Германия	8,2%	43624
Франция	6,4%	28608
Италия	8,6%	25972
Испания	5,6%	13608
Польша	6,9%	10074
Швеция	23,7%	31521
Норвегия	4,6%	5704
Нидерланды	3,7%	4107
Бельгия	5,5%	4620
Финляндия	28,1%	19108
Австрия	16,1%	10465
Чехия	9,2%	5428
Греция	4,9%	2891
Румыния	11,8%	5782
Португалия	12,1%	5808
Дания	24%	8160
Венгрия	10%	3200
Болгария	6,9%	2173,5
Ирландия	4,1%	1066
Словакия	6,7%	1742
Словения	9,8%	1274
Эстония	17,3%	1903
Хорватия	14,7%	1470
Люксембург	5,3%	349,8
Латвия	33,9%	2034
Литва	18,8%	752
Кипр	2,4%	96
Мальта	1,5%	30

В России получение электроэнергии и тепла из древесной биомассы набирает обороты и еще в 2013 году был сооружен пилотный для севера России проект теплоэлектростанции на древесных отходах. АО «ЗВЕЗДА-ЭНЕРГЕТИКА» была спроектирована и сооружена ТЭС для собственных нужд лесозаготовительного производства в селе Толька [11].

Комплект поставки включает легкосборное здание ТЭС, 2 модуля с ORC турбинами производства итальянской компании TURBODEN, работающих по принципу органического цикла Ренкина, единичной мощностью 0,968 МВт, 2 котловые установки производства ООО «Балткотломаш» на базе термомасляных котлов GN5 единичной мощностью 4,7 МВт, аварийную дизельную электростанцию, тепловой пункт, блок химводоподготовки, аварийный блок воздушного охлаждения, операторную, ГРЩ,



трансформатор, склад хранения отходов лесопиления, а также АСУ ТП собственного производства. Электрическая мощность станции составила 2 МВт, а тепловая – 10 МВт.

На данный момент помимо крупных электростанций востребованы комплектные мини-ТЭЦ на древесных отходах (рисунок 1.5). Это удобно для предприятий, в процессе функционирования которых образуются древесные отходы, так как позволяет сэкономить на тепле и электроэнергии и избавиться от необходимости утилизации древесных отходов [12].

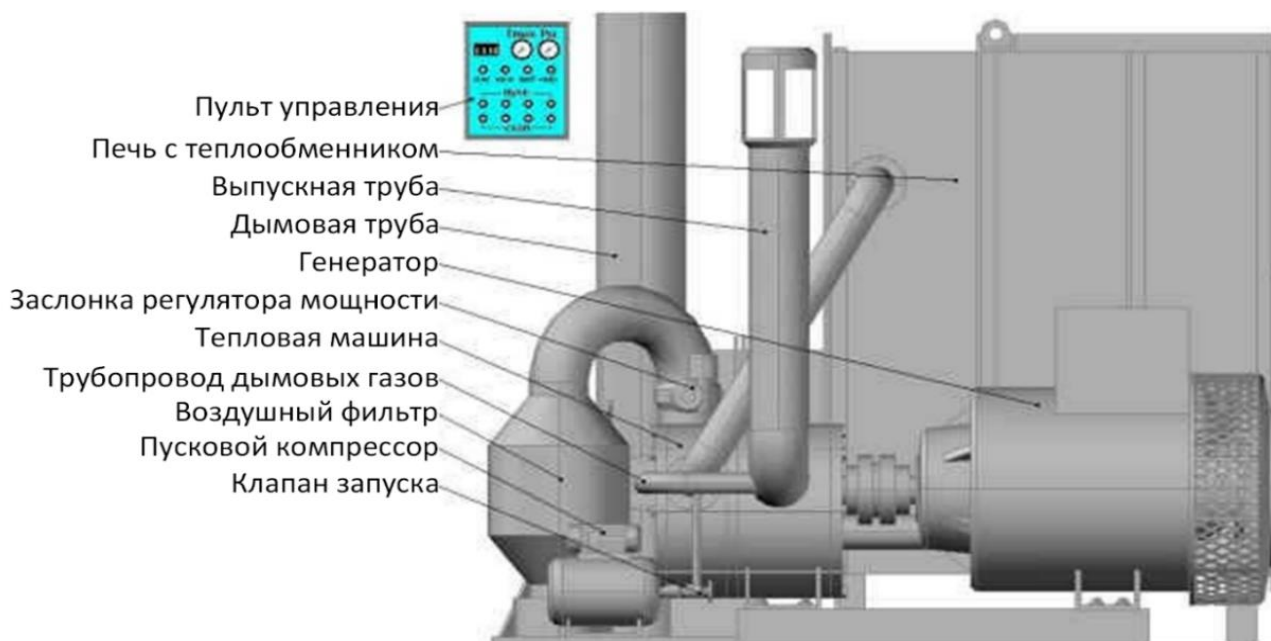


Рисунок 1.5 – Основные элементы Мини-ТЭЦ

Одним из важнейших преимуществ сооружения такой ТЭЦ является непосредственная близость к источнику топлива и потребителю. Мощность таких станций колеблется от 100 кВт до 50 МВт. Размер такой установки начинается от 2 м<sup>3</sup> при мощности 50 кВт [13].

## 1.2 Оценка энергетического потенциала древесных отходов

На территории Калининградской области представлена одна лесорастительная зона хвойно-широколиственных лесов, которая разделена на девять лесничеств. Объем доступных древесных отходов можно узнать, изучив прошлый (до 2019 года) [14] и нынешний (до 2028 года) лесной план области [14,15].

В таблице 1.3 представлена информация об объемах использования лесов, отведенных под заготовку древесины по лесничествам в 2013-2018 годах [16].

В актуальном лесном плане [14] указано, что в 2019 – 2028 годах объем лесозаготовки составит около 500-540 тыс. м<sup>3</sup> ежегодно при полном освоении плана. Предыдущий план 2009 – 2018 был освоен примерно на 37%, значит и далее можно принять эту величину фактической лесозаготовки как ближайшую к реальному значению. В таблице 1.4 приведен планируемый объем лесозаготовок при полном и неполном освоении плана.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12



Таблица 1.3 – Фактические объемы использования лесов с целью заготовки древесины

Лесничество	Вид использования лесов	Объем использования лесов, тыс. м <sup>3</sup>			Общий объем за 5 лет
		2013	2014	2015-2018	
Багратионовское	Заготовка древесины	4,6	18,3	73,2	91,5
Гвардейское		35,8	42,8	171,2	214
Железнодорожное		30,5	61,9	247,6	309,5
Калининградское		16,3	35,5	142	177,5
Краснознаменское		38,8	71,1	284,4	355,5
Нестеровское		17,4	85,7	342,8	428,5
Полесское		44,1	64,8	259,2	324
Славское		28,2	47,9	191,6	239,5
Черняховское		40,2	65,7	262,8	328,5
Всего		255,9	493,7	1974,8	2468,5

Таблица 1.4 - Показатели объемов лесозаготовки по региону

Освоение плана	Единица измерения	Плановые показатели объемов лесозаготовки по годам									
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2017 год	2028 год
100%	тыс. м <sup>3</sup>	503	503	508	513	518	523	528	533	539	544
37%	тыс. м <sup>3</sup>	186	186	188	190	192	194	195	197	199	201

По данным лесного плана была составлена таблица 1.5 с указанием планируемых и ожидаемых объемов лесозаготовки по лесничествам на 2025 год.

Таблица 1.5 – Планируемые и ожидаемые объемы лесозаготовки по лесничествам на 2025 год

Лесничество	Планируемый объем лесозаготовки, тыс. м <sup>3</sup>	Ожидаемый объем лесозаготовки, тыс. м <sup>3</sup>
Багратионовское	19,6	7,3
Гвардейское	45,8	17
Железнодорожное	66,2	24,5
Калининградское	38	14,1
Краснознаменское	76	28
Нестеровское	91,7	34
Полесское	69,3	25,6
Славское	51,2	19
Черняховское	70,3	26
Всего	528	195

Данные таблицы 1.5 были нанесены на карту лесничеств Калининградской области [17] (рисунок 1.6).

На рисунке 1.6 и в лесном плане учтены только объемы вырубki лесов, из которых и определяется ориентировочное количество древесных отходов. Фактически, после вырубki древесина проходит еще несколько стадий обработки, в результате которых

образуется дополнительное количество отходов [18]. Наглядно на примере мебельного производства это показано на рисунке 1.7.

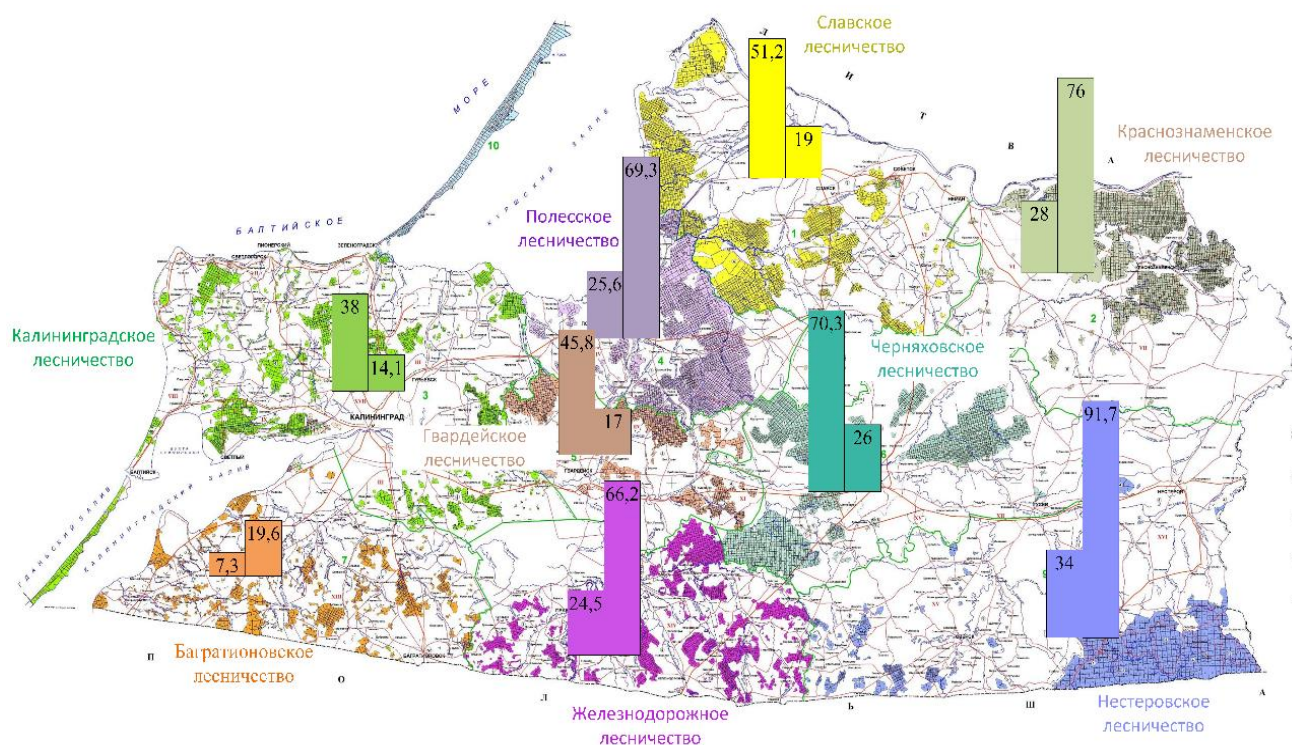


Рисунок 1.6 – Карта лесничеств Калининградской области с указанием величины планируемой и ожидаемой лесозаготовки в тыс. м<sup>3</sup>

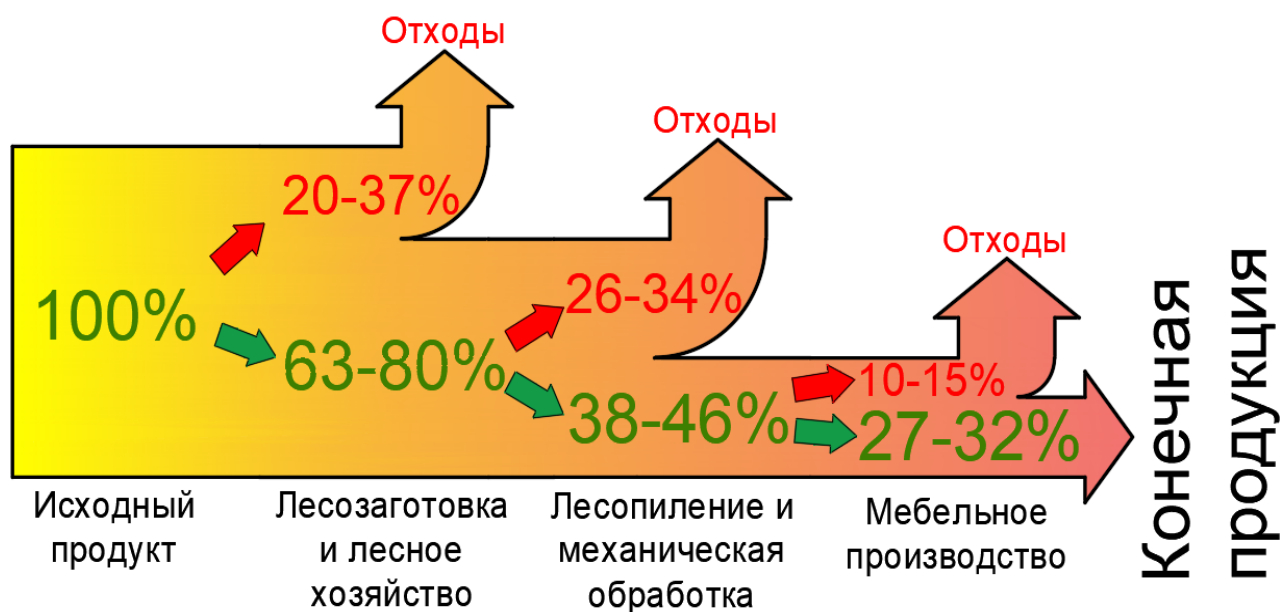


Рисунок 1.7 – Процесс обработки древесины от вырубке до конечного продукта

По рисунку 1.7 видно, насколько значительная часть древесных отходов образуется в процессе обработки древесины для производства мебели. Процентные доли отходов по другим отраслям использования древесины занесены в таблицу 1.6 [18].

Таблица 1.6 - Доля образования отходов по видам деревообрабатывающих производств

Вид производства	Доля выхода, %		
	продукция	отходы	распыл
Лесозаготовки и лесное хозяйство	63-80	20-37	-
Лесопиление и механическая обработка древесины	45-55	38-48	7
Плитное производство	85-90	5-10	5
Фанерное производство	40-50	42-52	8
Комбинированное производство	65-70	22-27	8
Лесохимическое производство	62-68	35-38	-

Ориентируясь на рисунок 1.6, можно предварительно выбрать место сооружения станции. Объем лесозаготовки в Нестеровском и Краснознаменском лесничествах находится на высоком уровне, но расположение вдали от остальных лесничеств делает их менее перспективными. Багратионовское и Калининградское лесничества не обладают достаточным уровнем лесозаготовки. Таким образом, Полесское лесничество выбрано местом сооружения станции, так как обладает высоким уровнем лесозаготовки и находится возле трех других крупных лесничеств: Славского, Черняховского и Гвардейского.

Для упрощения транспортировки большого количества древесных отходов существует возможность использования мобильных щеподробительных установок. Преобразование в щепу уменьшит объемы перевозимых древесных отходов в 3-4 раза и упростит их дальнейшее использование.

Учитывая вышесказанное, ежегодное производство отходов в Калининградской области на 2028 год можно рассчитать по формуле (1.1).

$$V_{\text{отх}} = V_{\text{л}} \cdot K_{\text{отх}}, \quad (1.1)$$

где  $V_{\text{л}}$  – объем лесозаготовки, м<sup>3</sup>/год;

$K_{\text{отх}}$  – доля отходов при деревообработке, %

$$V_{\text{отх}} = 201 \cdot 10^3 \cdot 0,4 = 80,4 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$$

### 1.3 Выбор технологической схемы электростанции

Существует 3 основные технологии энергетического использования древесных отходов: сжигание, быстрый пиролиз и газификация [19].

**Сжигание** (рисунок 1.8) древесных отходов является наиболее простым способом получения энергии из древесных отходов. Для получения электроэнергии отходы сжигаются в паровом котле с дальнейшим использованием пара в паровой турбине. По сравнению с другими технологиями он характеризуется более низкими капиталовложениями для сооружения станции, меньшим КПД, более высоким уровнем эмиссии отходов горения [20].

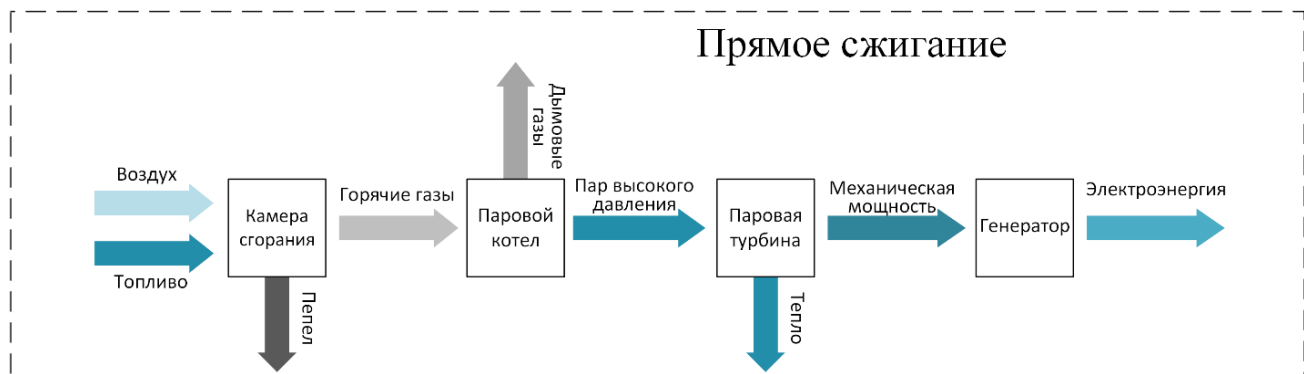


Рисунок 1.8 – Технологическая схема сжигания древесных отходов

**Быстрый пиролиз** (рисунок 1.9) – процесс быстрого нагрева древесных отходов в кипящем слое инертного материала внутри реактора до высокой температуры в условиях отсутствия воздуха [21].

Пиролизный газ полностью сжигается в горелке реактора для поддержания процесса. Результатом является получение бионефти, которую сжигают для получения энергии, а также древесный уголь, из которого могут быть произведены высокоэнергоемкие угольные брикеты [22].

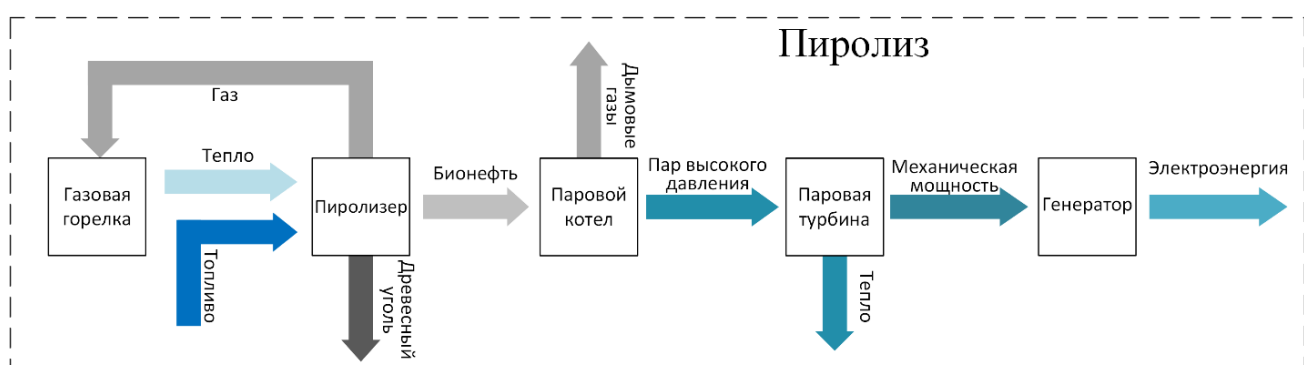


Рисунок 1.9 - Технологическая схема быстрого пиролиза древесных отходов

Полученное при использовании технологии быстрого пиролиза топливо проще всего было бы использовать в паровом котле. Преимуществом применения пиролиза с дальнейшим сжиганием над прямым сжиганием является высокая энергетическая ценность бионефти и древесного угля. Показать эффективность применения технологии быстрого пиролиза можно на примере отечественной установки FPP02 (рисунок 1.10) фирмы «ЭЛП Групп» [23].

В процессе работы этой установки образуется 54 % массы перерабатываемых древесных отходов преобразуются в жидкие продукты – бионефть с теплотой сгорания 29 МДж/кг и 20 % преобразуется в твердые продукты – древесный уголь с теплотой сгорания 30 МДж/кг. Таким образом можно сравнить, сколько энергии будет получено при прямом сжигании и быстром пиролизе с дальнейшим сжиганием. Результаты сравнения занесены в таблицу 1.7.



Рисунок 1.10 – Установка быстрого пиролиза FPP02

Таблица 1.7 – Сравнение технологии прямого сжигания с технологией быстрого пиролиза

Технология	Масса отходов	Получено электрической энергии, кВт	Получено тепловой энергии, МДж
Прямое сжигание	100 кг	41,7	700
Быстрый пиролиз+сжигание		90,3	1516,2

Отечественные производители предлагают комплексные решения различной, но малой мощности, что позволяет сооружать объекты небольшого размера. Эта технология в России еще находится в стадии развития и вскоре могут появиться уже отечественные решения большей мощности.

Эта технология сложнее и дороже, чем сжигание, но имеет большую эффективность, а также удобство ввиду возможности получения и дальнейшего использования жидкого топлива. За рубежом в настоящее время актуально применение такой технологии для утилизации не только древесных отходов, но и пластика, шин.

**Газификация** (рисунок 1.11) представляет собой превращение древесины в разных ее формах в газ. Для процесса нужна высокая температура и давление, а также ограничение доступа воздуха. Полученный газ может быть использован в газопоршневых установках для получения электроэнергии, а также совместно с другими видами топлива использоваться на уже существующих станциях.

Недостатками этого метода является недостаточная изученность этой технологии в России, высокие требования к качеству топлива и высокая стоимость оборудования. Газификация является лучшим способом получения электроэнергии из древесных отходов, но сопряженные с этим способом сложности препятствуют развитию и распространению технологии в России [24-26]



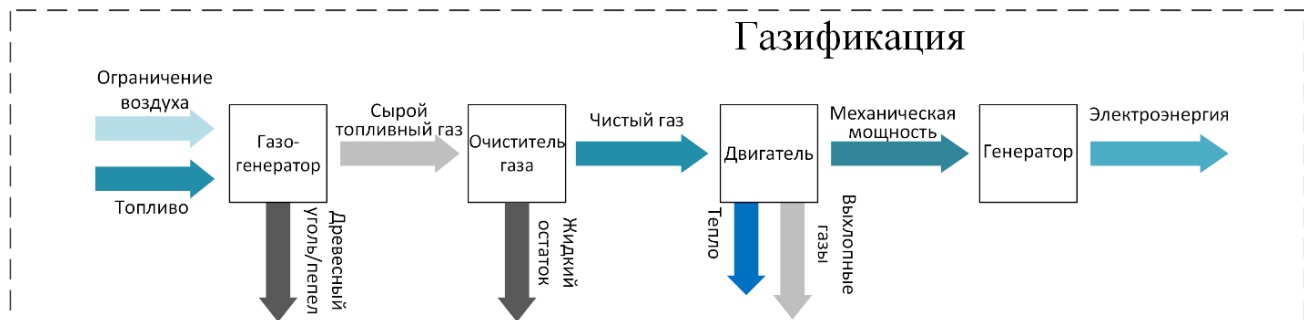


Рисунок 1.11 - Технологическая схема газификации древесных отходов

В Великобритании в графстве Чешир функционирует одна из крупнейших в стране биоэлектростанций на основе технологии газификации (рисунок 1.12). При установленной мощности 22 МВт станция потребляет в год 170 тыс. тонн древесных отходов [27].



Рисунок 1.12 – Биоэлектростанция на древесных отходах мощностью 22 МВт в графстве Чешир, Англия

Таким образом, можно определить сферы применения различных технологий:

- Сжигание является наиболее простой и дешевой технологией. Эта технология подходит для получения большого количества тепловой энергии - тепловой КПД равен около 70%. Но электрический КПД довольно низок – всего 15 - 20%. Важным достоинством является возможность сжигания влажных отходов, простота оборудования и широкий выбор на рынке.
- Быстрый пиролиз позволяет получить жидкое топливо и является более эффективной технологией по сравнению со сжиганием, но имеет более высокую стоимость и сложнее в очистке и обслуживании. На сегодняшний момент популярно применение установок быстрого пиролиза небольшой мощности (несколько сотен кВт) на частных предприятиях.
- Газификация хорошо подходит для небольших станций до 10 МВт, а при совместном использовании с другими видами топлива – до 60 МВт. Имеет

наибольшую эффективность, но и наибольшую стоимость. Электрический КПД около 40%, тепловой 40 – 45%.

Технология газификации древесных отходов выбрана для проектирования станции как наиболее эффективная и современная.

За рубежом эта технология активно применяется. Востребованное решение – комплектные электростанции на газификации древесины. Такая станция состоит из множества блоков (рисунок 1.13), которые в совокупности образуют станцию любой мощности (рисунок 1.13) [28,29].

На рисунке 1.15, показана одна из электростанций Латвии, расположенная в городе Екабпилс, где применено комплексное решение в виде каскада из 20 газификаторов фирмы «SPANNER RE», каждый из которых вырабатывает 45 кВт электрической энергии и 100 кВт тепловой [30].

В процессе газификации неоднородная биомасса, такая как древесные отходы, проходит термохимический процесс с использованием увлажненного воздуха.

Влажная биомасса подается сверху и опускается через газы, поднимающиеся в реакторе. В верхней зоне происходит процесс сушки, ниже которого происходит пиролиз. После этого материал проходит через зону восстановления (газификация), а в зоне над решеткой происходит процесс окисления (сгорание). Горючий газ при низкой температуре выпускается в верхней части реактора, а инертная зола, образующаяся в процессе тепловыделения, извлекается из нижней части реактора через водяной затвор. Процесс расщепляет неоднородную биомассу до молекулярного уровня и превращает ее в однородное топливо: синтетический газ (синтез-газ) [31].

Синтез-газ может быть использован для сжигания в газопоршневом двигателе, который позволяет производить больше электроэнергии, чем любая другая доступная технология. Дымовые газы, создаваемые в процессе, могут использоваться для производства пара или горячей воды, которая может подаваться в сеть централизованного теплоснабжения. Схема газификационной установки представлена на рисунке 1.16.

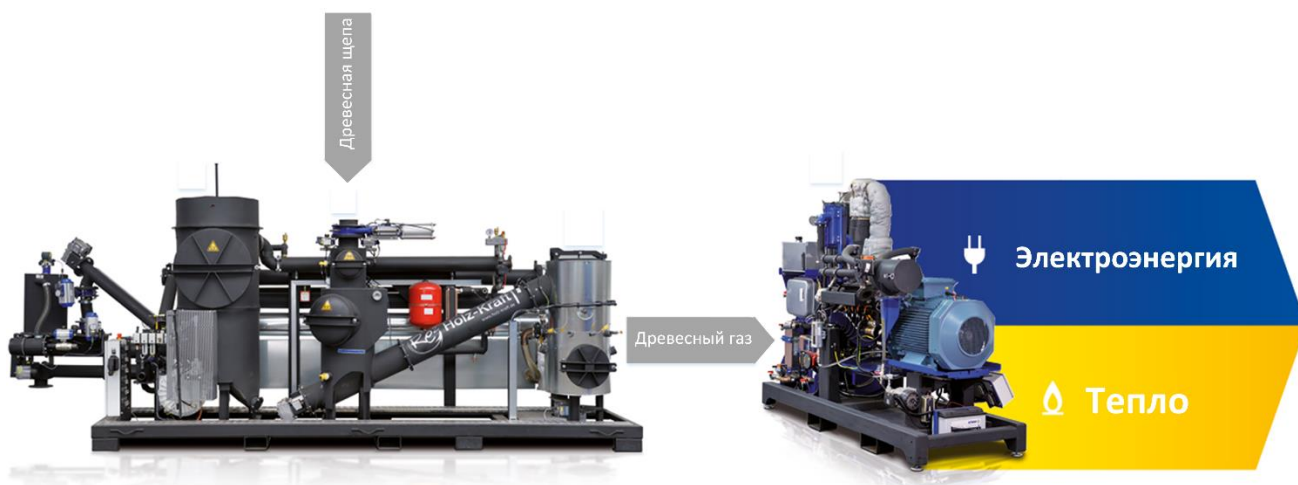


Рисунок 1.13 – Немецкий блок газификатор-двигатель фирмы SPANNER RE

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19



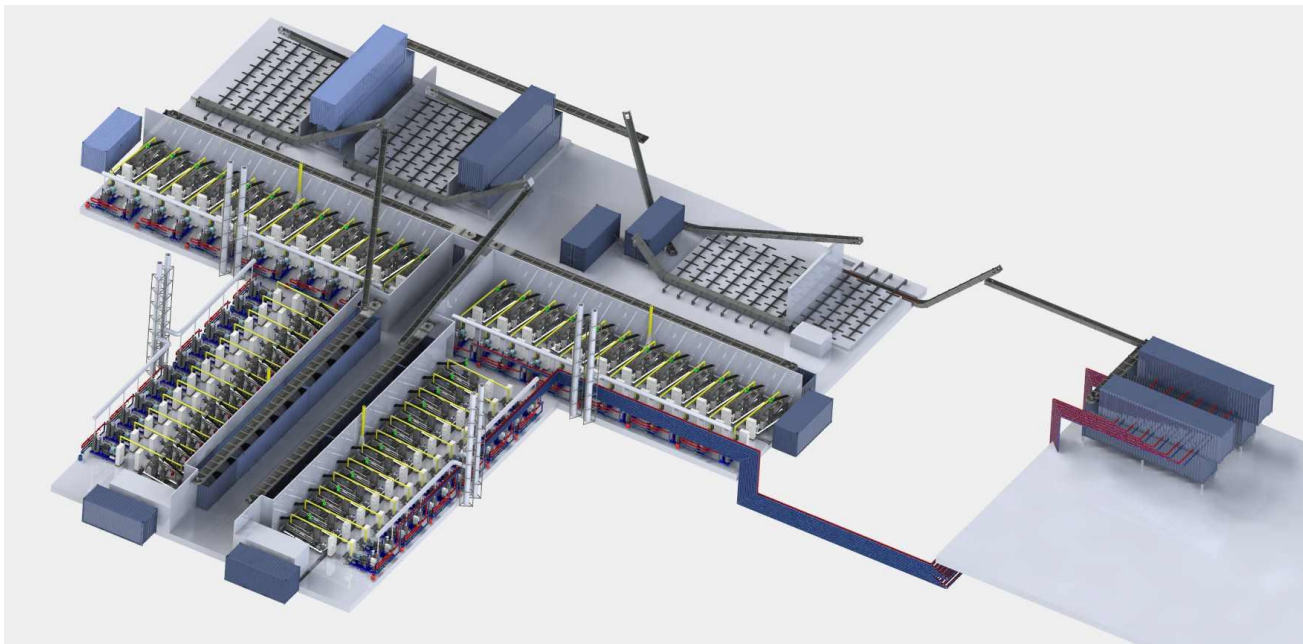


Рисунок 1.14 – ТЭЦ из каскада комплектных блоков



Рисунок 1.15 – Каскад газификаторов



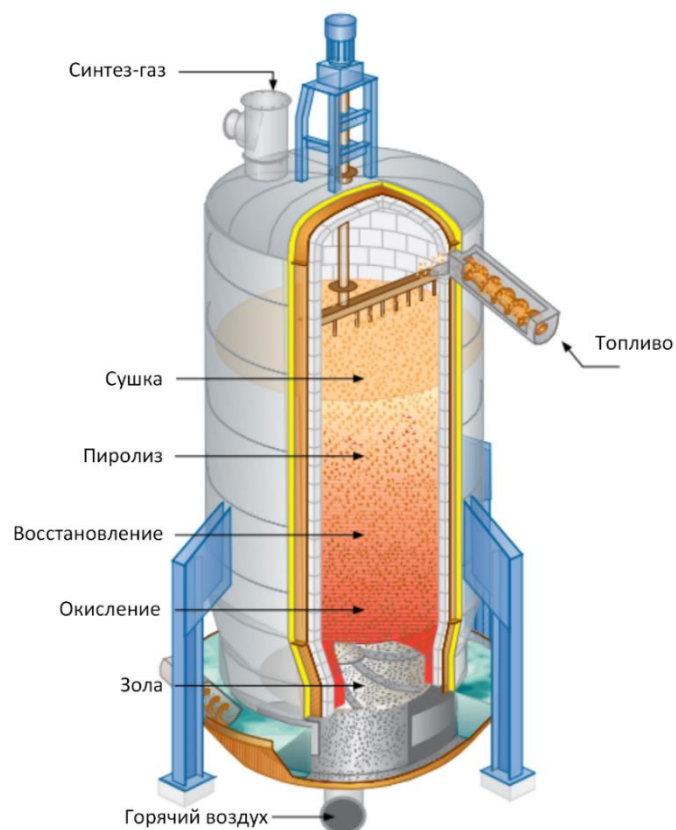


Рисунок 1.16 – Установка газификации древесных отходов

#### 1.4 Выбор установки газификации

На отечественном рынке представлено ограниченное количество предложений по продаже газификаторов древесины. Из них был выбран газогенератор АЭС-ГГ фирмы «АС-технология» (рисунок 1.17). Газогенератор выбирается из ряда номинальных мощностей по выходу газа, в зависимости от доступного количества отходов. Параметры газификатора АЭС-ГГ представлены в таблице 1.8 [32].



Рисунок 1.17 – Газогенератор АЭС-ГГ

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Таблица 1.8 – Параметры газогенератора АЭС-ГГ

Параметр	Величина
Мощность по газу, м <sup>3</sup> /ч	60 – 1000
Топливо	Щепа, брикеты из древесины, древесные чурки
Влажность	Щепа, чурки до 20%; Брикеты до 15%
Расход щепы с влажностью 15%, кг/ч	80 – 1200
Потребляемая мощность от номинальной	1,5%
Состав генераторного газа	СО – 17...25%, Н <sub>2</sub> – 7...14%; СН <sub>4</sub> – 1,5...3,0%; СО <sub>2</sub> – 7...12%, N <sub>2</sub> – 60...70%; О <sub>2</sub> – 0...1%

В комплект поставки газогенератора входит также система очистки генераторного газа. Она состоит из:

- Циклон – убирает 80% сажи из газа
- Дезинтегратор – удаляет из газа смогу
- Скруббер – дочищает газ и охлаждает его до температуры окружающей среды
- Электрофильтр – убирает остатки смол и осушает газ
- Влагосборник – собирает влагу перед электрофильтром
- Ресивер – создает запас газа, обеспечивая работу при резких набросах мощности

Выбранный газификатор является современным, качественным и достаточно производительным решением, что позволит подобрать мощность под любое количество древесных отходов.

## 2 РАСЧЕТ МОЩНОСТИ СТАНЦИИ

### 2.1 Выбор площадки сооружения электростанции

Выбор места постройки электростанции является одним из важнейших аспектов при проектировании. В пункте 1.2 была выбрана территория Полесского лесничества как место сооружения станции.

Основными требованиями к месту установки станции на древесных отходах является близость к источнику топлива и возможность подключения к энергосистеме области.

Следующие критерии были учтены при выборе места сооружения электростанции:

- наличие площадей, достаточных для размещения всех сооружений электростанции;
- соответствие площадки требованиям технологического процесса;
- близость к источнику топлива;
- наличие развитой электросетевой инфраструктуры для минимизации стоимости схемы присоединения к энергосистеме;
- благоприятный рельеф местности и геологические условия;
- возможность расположения электростанции на землях несельскохозяйственного назначения или малопригодных для сельского хозяйства;

Использование древесных отходов как источника топлива сопряжено с большим объемом работ по постоянной транспортировке топлива от мест образования отходов до станции, поэтому важным условием является близость к существующим автомобильным и железным дорогам.

Выбранная технологическая схема позволяет получать на станции значительные объемы тепловой энергии, поэтому в районе сооружения станции должны находиться потребители тепловой энергии.

Для выбора места сооружения были проанализированы следующие карты:

- Карта лесных ресурсов [33]
- Кадастровая карта (Рисунок 2.1) [34]
- Спутниковая карта
- Карта автомобильных дорог
- Карта-схема электростанций и электрических сетей калининградской области

					<b>ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Шульган В.И.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Харитонов М.С.					23	6
Рцков.	Харитонов М.С.				ФГБОУ ВО «КГТУ» Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16–ЭЭ		
Н. Контр.	Сивуха М.Э.						
Утв.	Белей В.Ф.						
<b>Расчет мощности станции</b>							

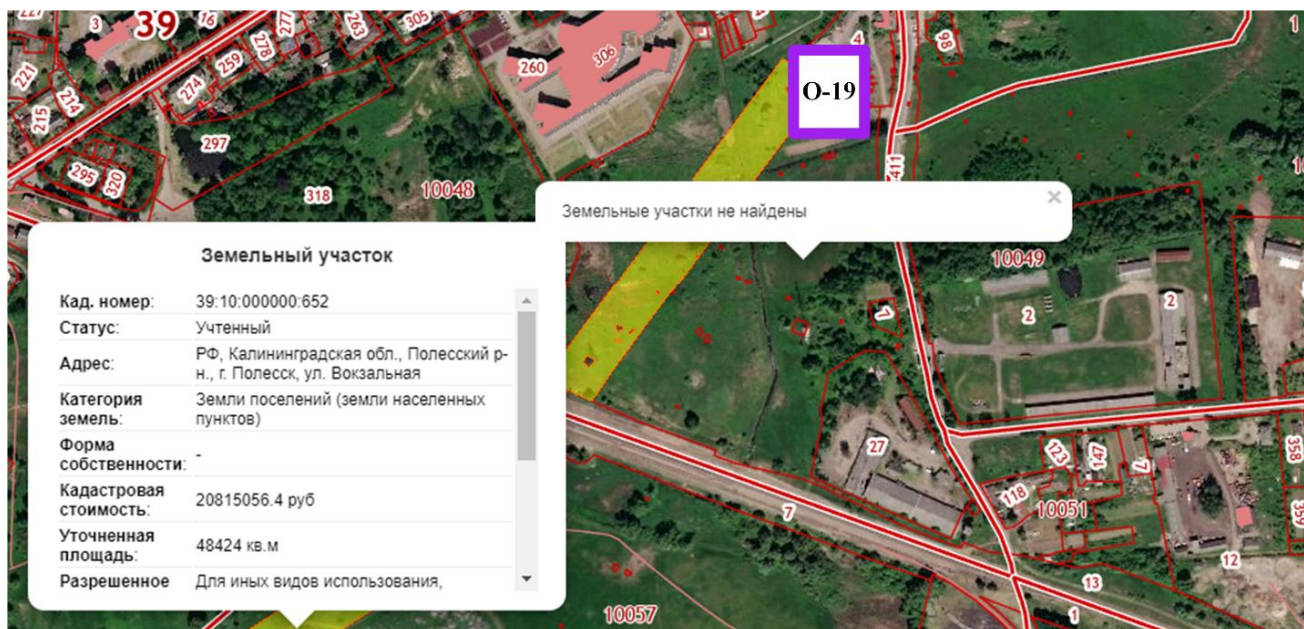


Рисунок 2.1 – Кадастровая карта

Земельный участок с кадастровым номером 39:10:000000:652 в данный момент отведен под ЛЭП.

Результатом анализа становится выбор области постройки возле города Полесск по следующим объективным причинам:

- Нахождение в месте скопления лесных ресурсов.
- Наличие свободных по кадастровой карте земель.
- Близость к автотранспортной и железнодорожной инфраструктуре
- Близость к потребителям тепловой энергии
- Наличие поблизости подстанции О-19 Полесск
- Значительная местная тепловая нагрузка

Некоторые котельные города Полесск находятся в плохом состоянии и требуют ремонта. В таблице 2.1 представлена информация о котельных города [35].

Таблица 2.1 – Состояние котельных города Полесск

Адрес котельной	Количество котлов	Износ, %	Установленная мощность котлов, Гкал/ч
ул. Пионерская, д.1	6	45	2,15
ул. Школьная, д.3	8	50	4,00
ул. Заводская, д.42	3	90	0,53
ул. Калининградская, д.8	4	75	0,72
ул. Заводская, д.1	1	80	0,16
ул. Заводская, д.4	2	80	0,33
ул. Портовая, д.9	2	90	0,23
ул. Рабочая, д.2	2	20	0,12
Больница (ЦРБ)	3	30	1,80

В соответствии с данными [36] в 2018-2028 году планируются реконструкции котельных на улицах Калининградская 8, Пионерская 1 и Школьная 3 с увеличением



мощности и переходом на использование газа. Они находятся достаточно близко к станции и существует возможность закрыть некоторые из них и пользоваться теплом от проектируемой ТЭЦ.

Итоговое место постройки электростанции с указанием мест расположения ближайших крупных котельных показано на рисунке 2.2.

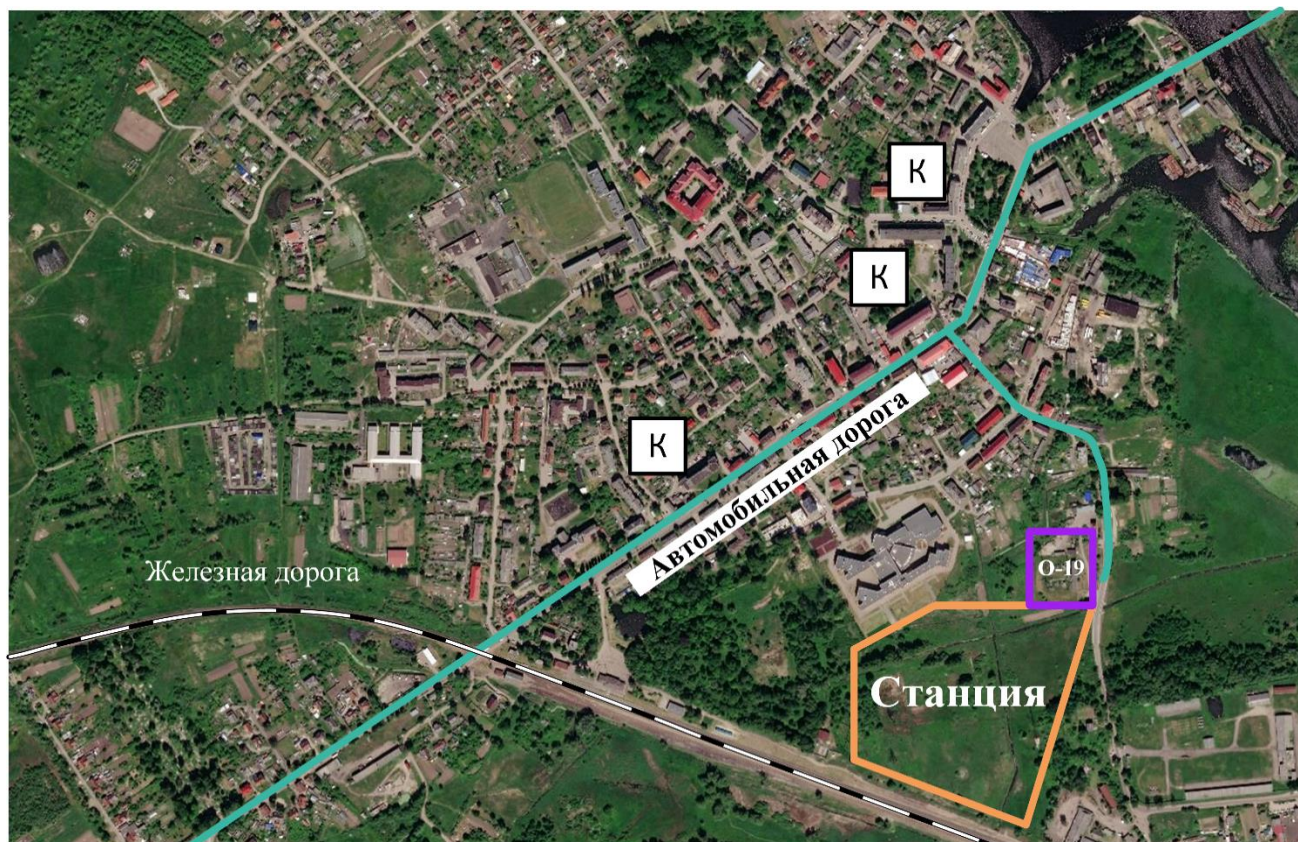


Рисунок 2.2 – Место сооружения станции

## 2.2 Анализ древесных ресурсов в районе сооружения станции

В районе сооружения станции находятся несколько лесничеств: Калининградское, Славское, Полесское, Черняховское и Гвардейское.

Для сбора отходов ориентировочно выбрана 20-километровая зона вокруг станции. Уточненная зона сбора показана в приложении А. Такая зона сбора отходов обусловлена несколькими причинами:

- Калининградское лесничество обладает сравнительно малыми и разрозненными местами лесозаготовки, поэтому с него транспортировать отходы не планируется;
- Значительная часть лесных ресурсов Гвардейского лесничества – 70% сосредоточены севернее города Гвардейск в зоне 20 км, тогда как для сбора остальных 30% потребуется увеличить зону сбора в 2 раза;
- На расстоянии 20 км от станции в сторону поселка Матросово находятся реки Матросовка, Немонин и Ржевка. В совокупности эти реки образуют водную границу, вдоль которой перевезти отходы через них не получится, ввиду

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

отсутствия мостов, что неизбежно увеличит расстояние транспортировки еще минимум на 20 км.

Помимо 20-км зоны существует возможность увеличить объемы доступного топлива путем добавления в зону транспортировки части Черняховского лесничества. Максимальное расстояние транспортировки в этом случае составит 36 км, но высокая емкость древесных ресурсов и показатели лесозаготовки данного лесничества делают увеличение зоны целесообразным. При этом увеличивается охват зоной транспортировки Гвардейского лесничества на 10%.

По результатам анализа зоны транспортировки была составлена таблица 2.2.

Таблица 2.2 – Лесозаготовка в зоне транспортировки

Лесничество	Лесозаготовка, тыс. м <sup>3</sup>	Часть лесничества в зоне транспортировки	Лесозаготовка в зоне транспортировки, тыс. м <sup>3</sup>
Славское	19	30%	5,7
Полесское	25,6	100%	25,6
Черняховское	26	30%	7,8
Гвардейское	17	80%	13,6

Итоговая зона сбора древесных отходов с указанием автодорог (черным цветом), железных дорог (зеленым цветом), водной границы (голубым цветом) и линий, подстанций 110 кВ (синим цветом) представлена в приложении Б.

Годовой объем древесных отходов, образующихся в зоне транспортировки может быть рассчитана по формуле 2.1

$$V_{\text{отх в зоне}} = \left( \sum V_{\text{лесн}} \right) \cdot K_{\text{отх}}, \quad (2.1)$$

где  $V_{\text{лесн}}$  – объем лесозаготовки древесины в лесничестве, тыс. м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{отх в зоне}} = (5,6 + 25,6 + 7,8 + 13,6) \cdot 0,4 = 21,04 \text{ тыс. м}^3$$

### 2.3 Расчет установленной мощности станции

Для выбора мощности станции определим объем газа, который будет выработан в процессе газификации.

Ежегодное производство отходов в районе сооружения станции составит 21,04 тыс.м<sup>3</sup>. Газификация 1 кг сухих отходов вырабатывает около 1,35 м<sup>3</sup> газа [37]. Такой высокий показатель выработки газа достигается путем использования части вырабатываемого станцией тепла для сушки древесных отходов. По формуле (2.2) рассчитан объем газа в час, доступный для дальнейшего использования.

$$V_{\text{газа}} = V_{\text{отх в зоне}} \cdot \rho \cdot k \cdot \vartheta_{\text{газа}} \cdot 1/n, \quad (2.2)$$

где  $V_{\text{отх в зоне}}$  – доступный объем древесных отходов, тыс. м<sup>3</sup>;

$k$  – коэффициент изменения массы при сушке;

$\vartheta_{\text{газа}}$  – выработка газа при газификации, м<sup>3</sup>/кг;

$n$  – число часов в году, ч.

$$V_{\text{газа}} = 21,04 \cdot 450 \cdot 0,7 \cdot 1,35 \cdot 1/8760 = 1023 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Для использования газа будет применена газопоршневая установка (рисунок 2.3). Применение ГПУ позволит регулировать мощность станции, а, следовательно, и объем потребляемого топлива без потери КПД, что является важным аспектом [38].

Для установки на станции выбраны отечественные газопоршневые установки фирмы «GazEcos». Установки этого производителя отвечают современным требованиям, являясь надежными, качественными и эффективными [39].



Рисунок 2.3 – Газопоршневая установка GazEcos 16ГДГ49

Удельный расход топлива газопоршневых установок фирмы «GazEcos» разной мощности в номинальном режиме составляет  $0,22 \text{ м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ . Возможная мощность станции рассчитана по формуле (2.3).

$$P_{\text{эл}} = V/F \cdot (1 - \eta_{\text{с.н.тэц}}) \cdot (1 - \eta_{\text{с.н.газиф.}}) \quad (2.3)$$

где  $V_{\text{газа}}$  – доступный объем газа, н.  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$F$  – удельный расход топлива, н.  $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ;

$\eta_{\text{с.н.тэц}}$  – потери на собственные нужды ГПУ, % от мощности станции;

$\eta_{\text{с.н.газиф.}}$  – потери на собственные нужды газификатора, % от мощности станции.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$P_{эл} = 1023/0,22 (1 - 0,05)(1 - 0,015) = 4351 \text{ кВт}$$

По результатам видно, что топлива хватит для установки 2 блоков 16ГДГ49. Паспортные данные блока двигатель-генератор приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Паспортные данные газопоршневой установки 16ГДГ49

Название параметра	Единицы измерения	Значение
Номинальная мощность	кВт	2250
Номинальная частота вращения	об/мин	1000
Ресурс до капитального ремонта	ч	90000
Марка синхронного генератора		ГСД-2200-1000
Номинальное напряжение	кВ	10,5
Номинальный коэффициент мощности		0.8
Максимальная мощность в течении 1 ч.	кВт	2300
Минимальная мощность без ограничения по времени	%	10% от номинальной
Максимальный наброс нагрузки со стабилизацией за 2 с.	%	60% от номинальной

Суммарная мощность 2 блоков выбрана с запасом, так как доступное количество отходов будет увеличиваться с годами, а специфика газопоршневого двигателя позволит ему работать с мощностью менее номинальной без потери КПД. Ввиду этого далее электрическая мощность станции принята 4,5 МВт.

При применении принципа когенерации, станция может обеспечить часть города Полесск горячей водой и отоплением. Некоторые котельные, которые обеспечивают город на данный момент, сильно устарели и требуют ремонта. Вместо этого можно отказаться от части наименее эффективных из них и использовать тепло со станции, тем самым повысив суммарный КПД станции [40].

Количество тепловой энергии, вырабатываемой станцией с двумя блоками 16ГДГ49 может быть вычислено по формуле (2.4).

$$N = P_{эл} \cdot k_Q \cdot \eta_{сушки} \cdot l \quad (2.3)$$

где  $P_{эл}$  – электрическая мощность установки, МВт;

$k_Q$  – связь электрической и тепловой мощности установки;

$\eta_{сушки}$  – потери тепловой энергии на сушку топлива, %;

$l$  – коэффициент перевода МВт в Гкал.

$$N = 4,5 \cdot 1,125 \cdot 0,8 \cdot 0,86 = 3,48 \text{ Гкал}$$

Согласно [36] суммарная мощность планируемых к модернизации котельных составит 6,5 Гкал/час. Проектируемая ТЭЦ покроеет около половины от этой мощности.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28



### 3 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ПОДСТАНЦИИ О-19 ПОЛЕССК

#### 3.1 Выбор структурной схемы

Для связи с энергосистемой будет использоваться подстанция О-19 Полесск. Существующая схема подстанции представлена на рисунке 3.1.

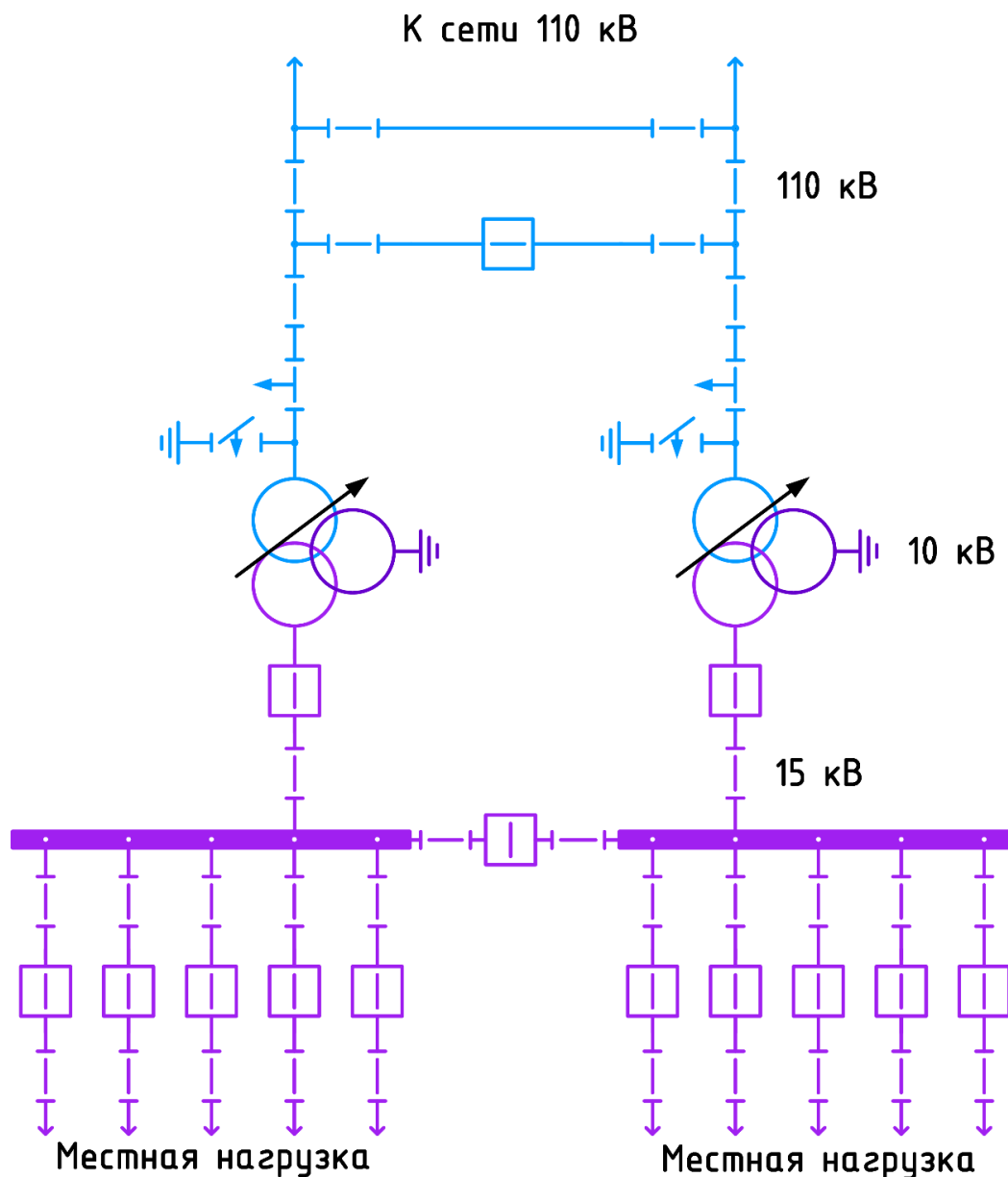


Рисунок 3.1 – Существующая электрическая схема подстанции О-19 Полесск

Для связи проектируемой станции с подстанцией генераторное напряжение 10 кВ должно быть повышено до напряжения шины 15 кВ подстанции О-19.

					<b>ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Шульган В.И.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Харитонов М.С.					29	8
Рцков.	Харитонов М.С.				ФГБОУ ВО «КГТУ» Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16–ЭЭ		
Н. Контр.	Сивуха М.Э.						
Утв.	Белей В.Ф.						
<b>Анализ текущего состояния подстанции</b>							

Рассматриваются два возможных варианта осуществления связи станции с подстанцией (рисунок 3.2):

1) Установка двух трансформаторов на станции и дальнейшее подключение к шинам 15 кВ подстанции О-19 Полесск.

2) Использование трансформаторов на подстанции посредством подключения через свободные обмотки 10 кВ трехобмоточных трансформаторов 110/15/10 кВ.

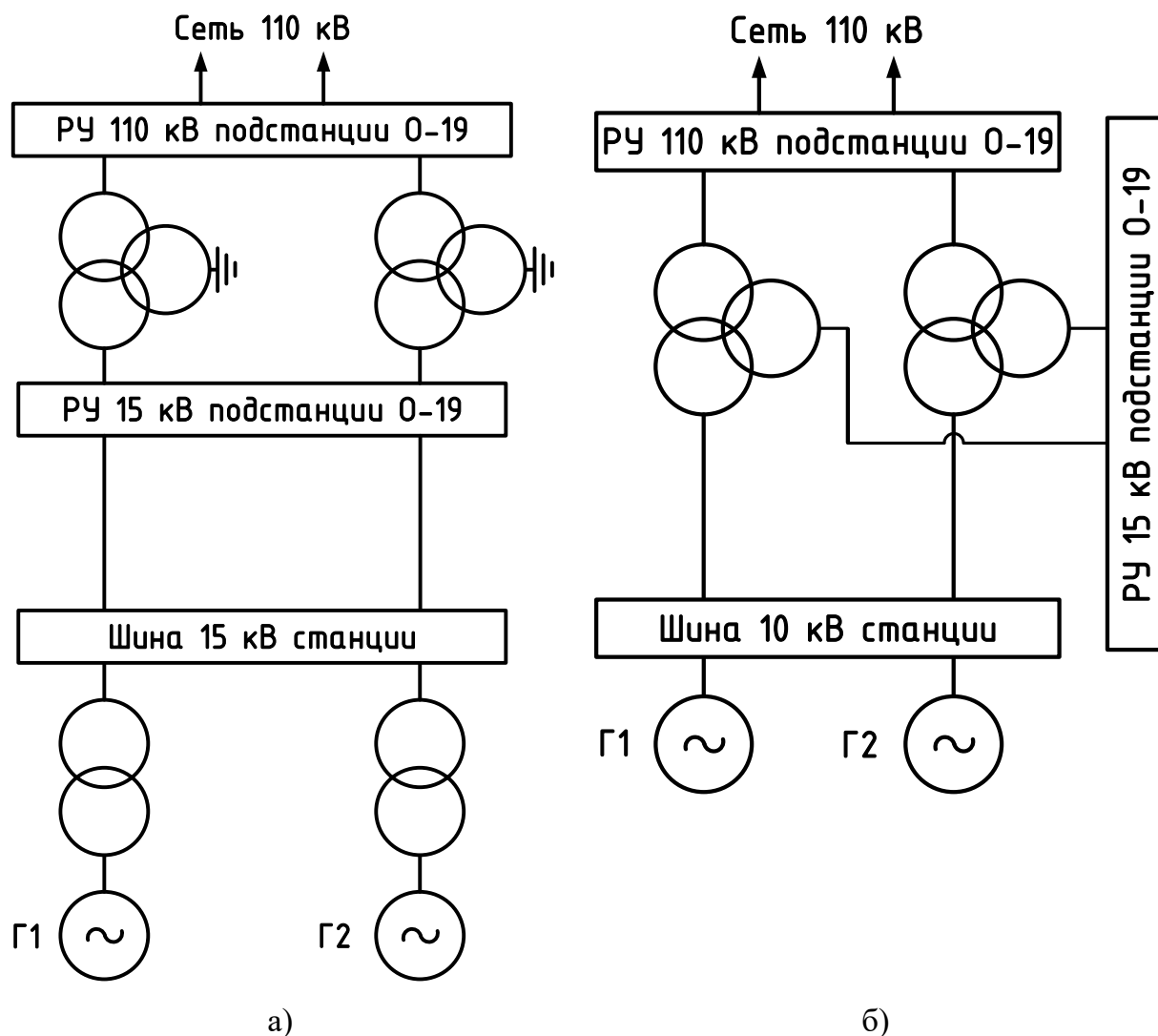


Рисунок 3.2 – Рассматриваемые структурные схемы: а) трансформаторы на станции, б) трансформаторы на подстанции

Первый вариант предусматривает установку двух трансформаторов 15/10 кВ, а второй вариант предполагает использование уже существующих трансформаторов. В связи с необходимостью серьезной модернизации подстанции [41], в том числе и силовых трансформаторов, была выбрана вторая схема, так как в таком случае присоединение будет осуществлено через 2 силовых трансформатора, замена которых неизбежна, в отличие от первого варианта, где существует необходимость установки еще 2 силовых трансформаторов 15/10 кВ помимо силовых 110/15 кВ.

### 3.2 Анализ текущего состояния подстанции

В настоящее время на напряжении 110 кВ подстанции О-19 применена схема 110-5 «Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов» из СТО «Схемы принципиальные электрические ОРУ напряжением 6-750 кВ подстанций» [42]. Этот стандарт уже заменен на более новый [43], в котором данная схема отсутствует.

На стороне напряжения 15 кВ установлена одиночная секционированная система шин. В качестве коммутирующих устройств применены выключатели и разъединители.

В 2016 году подстанция О-19 была детально обследована. Результаты обследования показали, что почти все оборудование подстанции серьезно устарело и превысило срок службы. В таблицу 3.1 сведены результаты технического обследования.

Таблица 3.1 – Перечень дефектов и замечаний после обследования подстанции

<b>Оборудование 110 кВ</b>			
Элемент	Тип, марка	Срок службы	Рекомендации
Силовые трансформаторы 110 кВ (2 шт.)	ТДТН-10000/110	45, 47 лет	Требуется замена
Разъединители 110 кВ (9 шт.)	РДЗ-2-110 РНДЗ-16-110 РЛНД-16-110	42 года	Требуется замена
Трансформаторы тока 110 кВ (9 шт.)	ТФНД-110М ТФЗМ-110	42 года	Требуется замена
Трансформаторы напряжения (6 шт.)	НКФ-110	42 года	Требуется замена
Отделители и короткозамкватели (2/2 шт.)	ОД-110-630/КЗ-110	42 года	Требуется замена на выключатели
Опиновка ОРУ 110 кВ	АС-95	42 года	Требуется замена
Разрядники 110 кВ (6 шт.)	РВС	42 года	Требуется замена на ОПН
Фундаменты и железобетонные стойки	-	42 года	Требуется замена
Порталы ОРУ 110 кВ	Металл	42 года	Требуется замена
Молниеприемники (4 шт.)	Железобетон, металл	42 года	Требуется замена
<b>Оборудование 15 кВ</b>			
ДГК 15 кВ (1 шт.)	ЗРОМ-175/15	40 лет	Требуется замена
ТСН 15 кВ (2 шт.)	FTDO-50/15-0.23	50 лет	Требуется замена
Выключатели 15 кВ (13 шт.)	В-200 SCI	45 лет	Требуется замена
		30 лет	
Трансформаторы напряжения 15 кВ (6 шт.)	Зном-15-63У2	32 года	Требуется замена
Трансформаторы тока 15 кВ (28 шт.)	GS-24с ТПОЛ-20 ТЛО-24	48 лет	Требуется замена
		36 лет	
Разъединители 15 кВ (28 шт.)	ВЕВ-20/400 РВЗ-20	45 лет	Требуется замена
Совмещенное здание ЗРУ 15 кВ и ОПУ	Силикатный кирпич	50 лет	Требуется реконструкция

В связи с превышением нормативного срока эксплуатации оборудования и ростом загрузки центра питания, поддержание подстанции в работоспособном состоянии за счет обслуживания и ремонта не может обеспечить надежную и безаварийную работу. Содержание подстанции в таком состоянии трудозатратно и экономически нецелесообразно.

Подстанции требуется проведение комплексной реконструкции с заменой основного и вторичного оборудования, зданий и сооружений [41].

### 3.3 Выбор трансформаторов связи

Согласно пункту 3.2, оборудование подстанции нуждается в замене, в том числе и силовые трансформаторы. В режиме N-1 в период зимнего максимума нагрузки в 2018 году трансформаторы перегружались на 9%. Наибольший пик нагрузки подстанции был зафиксирован в 2015 году и составил 12,119 МВА. На сегодняшний момент максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума составляет 11,4 МВА.

Результаты анализа загрузки ПС О-19 в 2018 году показаны в таблице 3.2 [44].

Таблица 3.2 – Анализ загрузки центра питания ПС О-19

Мощность трансформаторов, МВА	Мощность нагрузки, МВА		Нагрузка центра питания в режиме N-1, % от $S_{ном}$	
	Лето	Зима	Лето	Зима
10	3,63	6,34	61,8	109,1
10	2,55	4,57		

По таблице 3.2 видно, что трансформаторы на подстанции в случае ремонтного и аварийного режима подвергаются перегрузке. В связи с этим необходимо провести проверку трансформаторов подстанции на допустимые по ГОСТ 14209-85 [45] систематические и аварийные перегрузки.

В нормальном режиме работы трансформаторов они должны обеспечить полное электроснабжение потребителей без перегрузки:

$$2 \cdot S_{ном} \geq S_{нг}, \quad (3.2)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$S_{нг}$  – максимальная нагрузка подстанции, МВА;

$$2 \cdot 10 = 20 \geq 11,4$$

Далее необходимо рассмотреть ремонтный режим, при котором один из трансформаторов должен обеспечить электроснабжение потребителей, испытывая при этом систематическую перегрузку, которая не должна превысить допустимую. Для проверки допустимости перегрузки нужно рассмотреть суточный график нагрузки трансформатора.

Суточный график нагрузки оставшегося в работе трансформатора в режиме N-1 в процентах от номинальной мощности с учетом новых потребителей представлен на рисунке 3.3.

Для проверки трансформатора на допустимость перегрузки нужно преобразовать непрерывный суточный график в эквивалентный двухступенчатый график нагрузки [46].

На эквивалентном графике нужно выделить интервалы с нагрузкой менее номинальной  $t_{ni}$  и интервалы с перегрузкой  $t_{pi}$ . Для каждого интервала определяется средняя мощность  $S$  и продолжительность (рисунок 3.4). Данные по каждому интервалу сведены в таблицу 3.3.

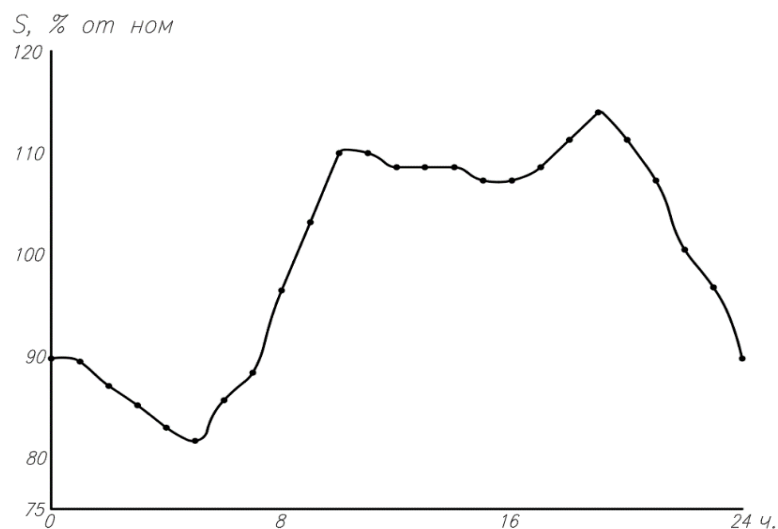


Рисунок 3.3 – Суточный график нагрузки стоящего на подстанции трансформатора в режиме N-1 в зимний период

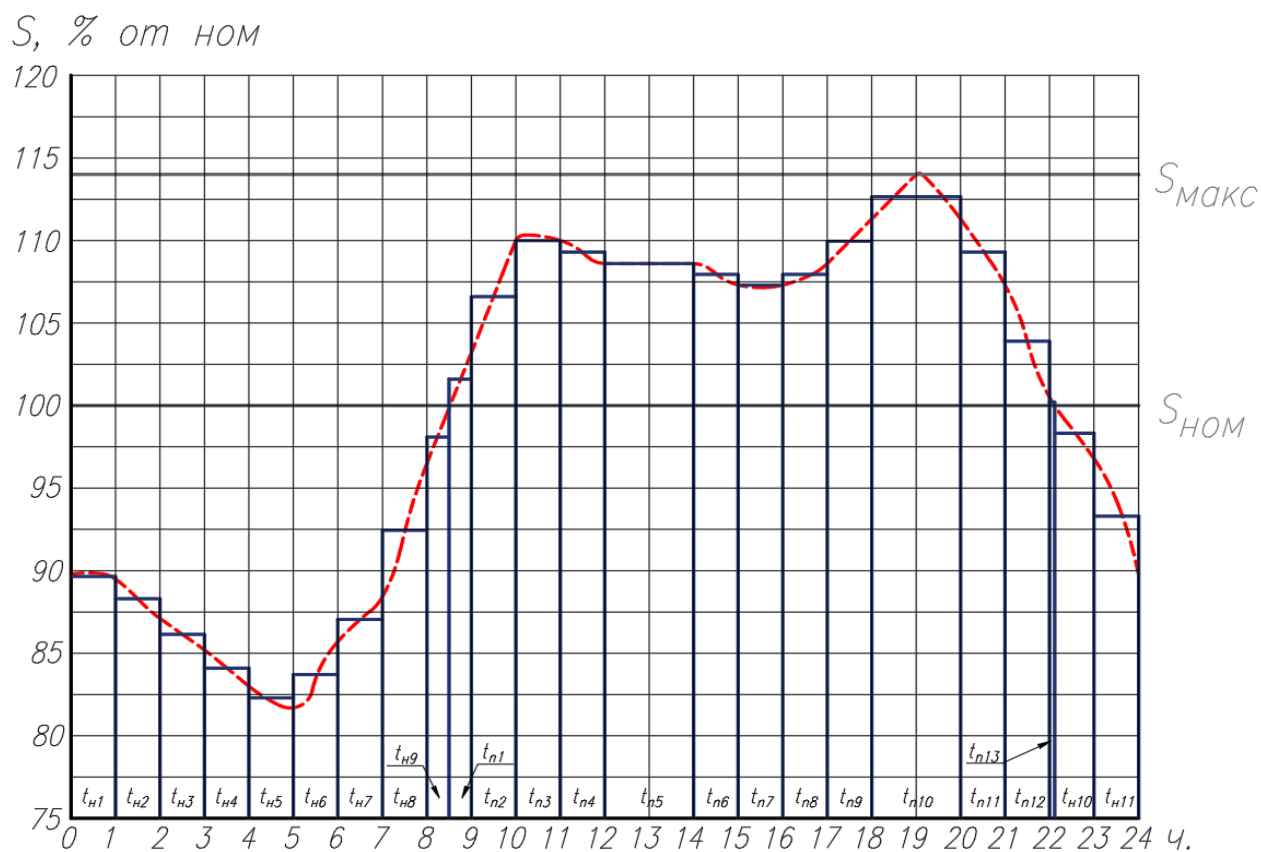


Рисунок 3.4 – Эквивалентный ступенчатый график нагрузки, разделенный на интервалы

Таблица 3.3 – Результаты разделения графика нагрузки на интервалы

Интервалы без перегрузки $t_{ni}$		
Номер интервала	Нагрузка S, МВА	Продолжительность интервала, ч
1	8,97	1
2	8,83	1
3	8,62	1
4	8,41	1
5	8,24	1
6	8,37	1
7	8,71	1
8	9,25	1
9	9,81	0,5
10	9,83	0,886
11	9,33	1
Интервалы с перегрузкой $t_{pi}$		
Номер интервала	Нагрузка S, МВА	Продолжительность интервала, ч
1	10,16	0,5
2	10,66	1
3	11	1
4	10,93	1
5	10,86	2
6	10,795	1
7	10,73	1
8	10,795	1
9	10,995	1
10	11,265	2
11	10,93	1
12	10,39	1
13	10,02	0,114

Сначала идет расчет начальной нагрузки  $K_1$  на интервалах  $t_{ni}$ . Для этого рассчитываем начальную нагрузку  $K_1$  эквивалентного графика при систематической перегрузке по формуле (3.3)

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_i S^2 t_{ni}}{\sum_{i=1}^n t_{ni}}} = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_{n1} + S_2^2 \cdot t_{n2} + \dots + S_{11}^2 \cdot t_{n11}}{\sum_{i=1}^{11} t_{ni}}} \quad (3.3)$$

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{823,62}{10,39}} = 0,89$$

Затем рассчитывается предварительное превышение перегрузки  $K'_2$  для интервалов  $t_{pi}$ :

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_i S^2 t_{pi}}{\sum_{i=1}^m t_{pi}}} = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_{p1} + S_2^2 \cdot t_{p2} + \dots + S_{11}^2 \cdot t_{p11}}{\sum_{i=1}^{13} t_{pi}}}$$

$$K_2' = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{1603,34}{13,61}} = 1,085$$

Определяется коэффициент  $K_{\text{макс}}$  графика нагрузки:

$$K_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \quad (3.4)$$

$$K_{\text{макс}} = \frac{11,4}{10} = 1,14$$

Для нахождения превышения перегрузки  $K_2$  проводится сравнение  $K_2'$  с  $0,9K_{\text{макс}}$ :

$$K_2' \geq 0,9K_{\text{макс}} \quad (3.5)$$

$$1,085 > 0,9 \cdot 1,14 = 1,026$$

Так как  $K_2' \geq 0,9K_{\text{макс}}$ , превышение перегрузки  $K_2$  принимается равным предварительному превышению перегрузки  $K_2'$ . Итоговый двухступенчатый график нагрузки представлен на рисунке 3.5.

$S, \% \text{ от ном}$

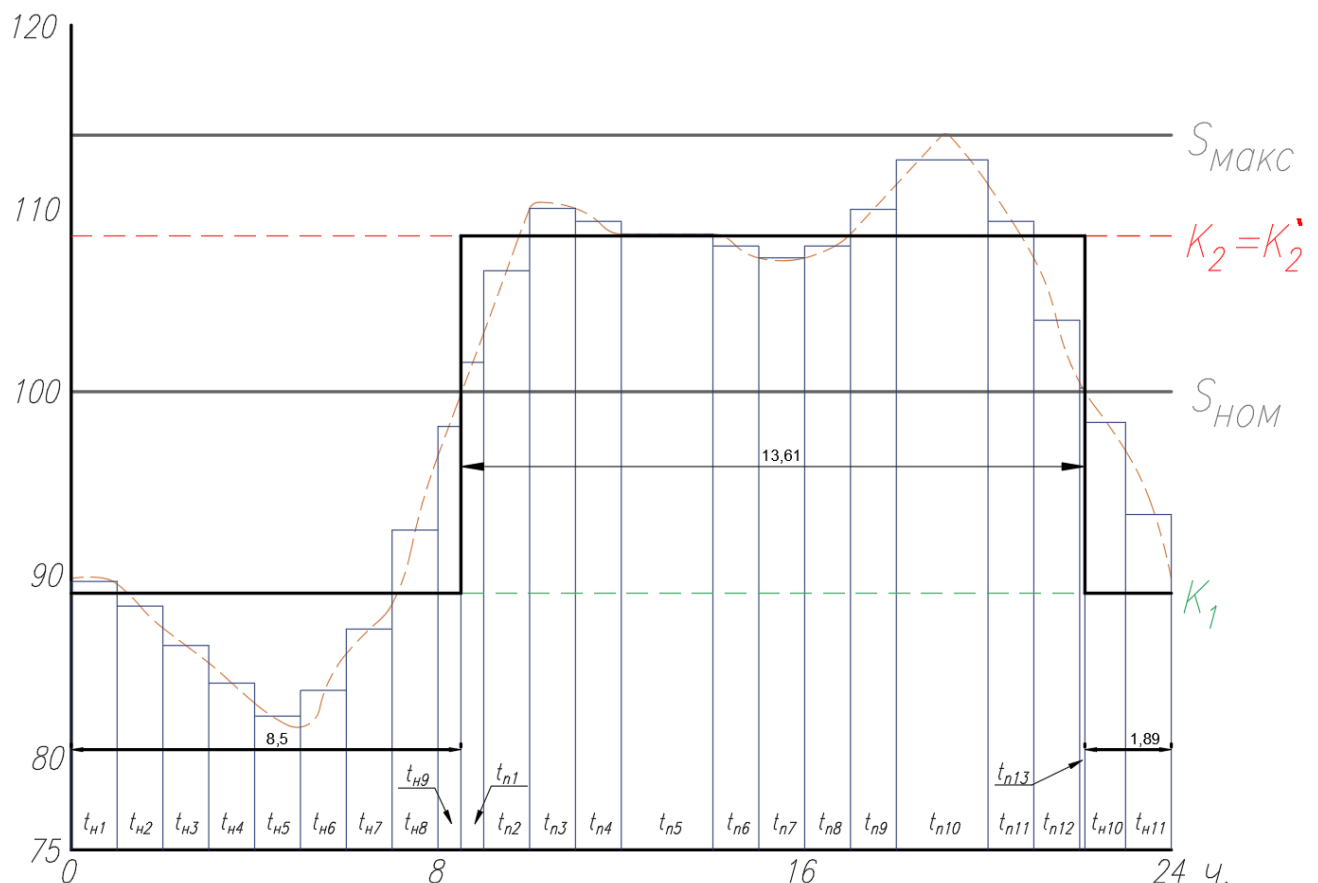


Рисунок 3.5 – Двухступенчатый график нагрузки

Для проверки трансформатора на систематическую перегрузку потребуется значение зимней температуры охлаждающего воздуха в городе Полесск. Ввиду отсутствия возможности получить достоверное значение в Полесске, для дальнейших

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

расчетов будет принята зимняя температура охлаждающего воздуха в городе Калининград по [45].

По таблице 3.3 можно посчитать продолжительность перегрузки  $h$ , которая составит 13,61 ч.

Для температуры охлаждающего воздуха  $-2,4^{\circ}\text{C}$ , продолжительности перегрузки 13,61 час и начальной нагрузки  $K_1 = 0,89$  допустимый коэффициент систематической перегрузки  $K_{2\text{доп}}$  по [45] составляет 1,5.

Сравнение превышения перегрузки и допустимого коэффициента систематической перегрузки:

$$K_{2\text{доп}} > K_2 \quad (3.6)$$

$$1,5 > 1,085$$

По неравенству (3.6) видно, что трансформатор в режиме N-1 испытывает систематическую перегрузку, не превышающую допустимую.

Так как трансформатор проходит по систематической перегрузке, проверять его на аварийную перегрузку не нужно. По [44] нагрузка подстанции в летний период составляет 6,18 МВА, что значительно меньше нагрузки в зимний период. При работе в режиме N-1 эта величина не вызовет никаких перегрузок в трансформаторе, следовательно, проводить анализ работы трансформатора в летний период не нужно.

Несмотря на допустимость существующей перегрузки трансформаторов на подстанции О-19, установленные на подстанции трансформаторы значительно превысили нормативный срок службы, а суммарная величина запрашиваемой мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение к данной подстанции составляет порядка 4,41 МВА [47], поэтому согласно [44], в 2020 году запланирована замена обоих силовых трансформаторов подстанции О-19 с увеличением их номинальной мощности до 16 МВА. Увеличение мощности позволит исключить перегрузку трансформаторов при работе в режиме N-1 и сделать запас мощности для присоединения новых потребителей в будущем.

Проверку планируемых к установке трансформаторов на систематические и аварийные перегрузки производить не нужно, так как номинальная мощность каждого из трансформаторов превышает максимальную величину нагрузки в зимний максимум, которая с учетом новых потребителей составит 15,81 МВА.

В [44] не указано, какой тип трансформаторов будет установлен. Для осуществления связи станции с подстанцией О-19 устанавливаемые трансформаторы должны быть трехобмоточными, поэтому для установки выбран трансформатор ТДТН-16000/110. Его паспортные данные представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Паспортные данные трансформатора ТДТН-16000/110

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВ·А	$U_{\text{вн}}$ , кВ	$U_{\text{сн}}$ , кВ	$U_{\text{нн}}$ , кВ	$P_{\text{кз}}$ , кВт	$u_{\text{кз}}$ , %		
						ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН-16000/110	16000	115	22	11	90	10,5	17,5	6,5



## 4 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

### 4.1 Выбор схемы распределительного устройства 110 кВ

В документе [44] предусмотрена комплексная реконструкция подстанции с заменой схемы распределительного устройства 110 кВ. Для выбора схемы РУ 110 кВ следует провести сравнение нескольких подходящих схем из числа типовых решений, приведенных в СТО 56947007-29.240.30.010-2008 [43].

Схемы для сравнения выбираются по номинальному напряжению, назначению электроустановки и числу присоединений.

Число присоединений на ПС составляет 4: 2 трансформатора и 2 ВЛ. Подстанция является проходной, но в нормальном режиме работы сети находится в точке потокораздела сети и через нее нет перетока мощности. Для сравнения выбраны следующие схемы: 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (рисунок 4.1, а), 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (рисунок 4.1, б) и 110-7 «Четырехугольник» (рисунок 4.1, в).

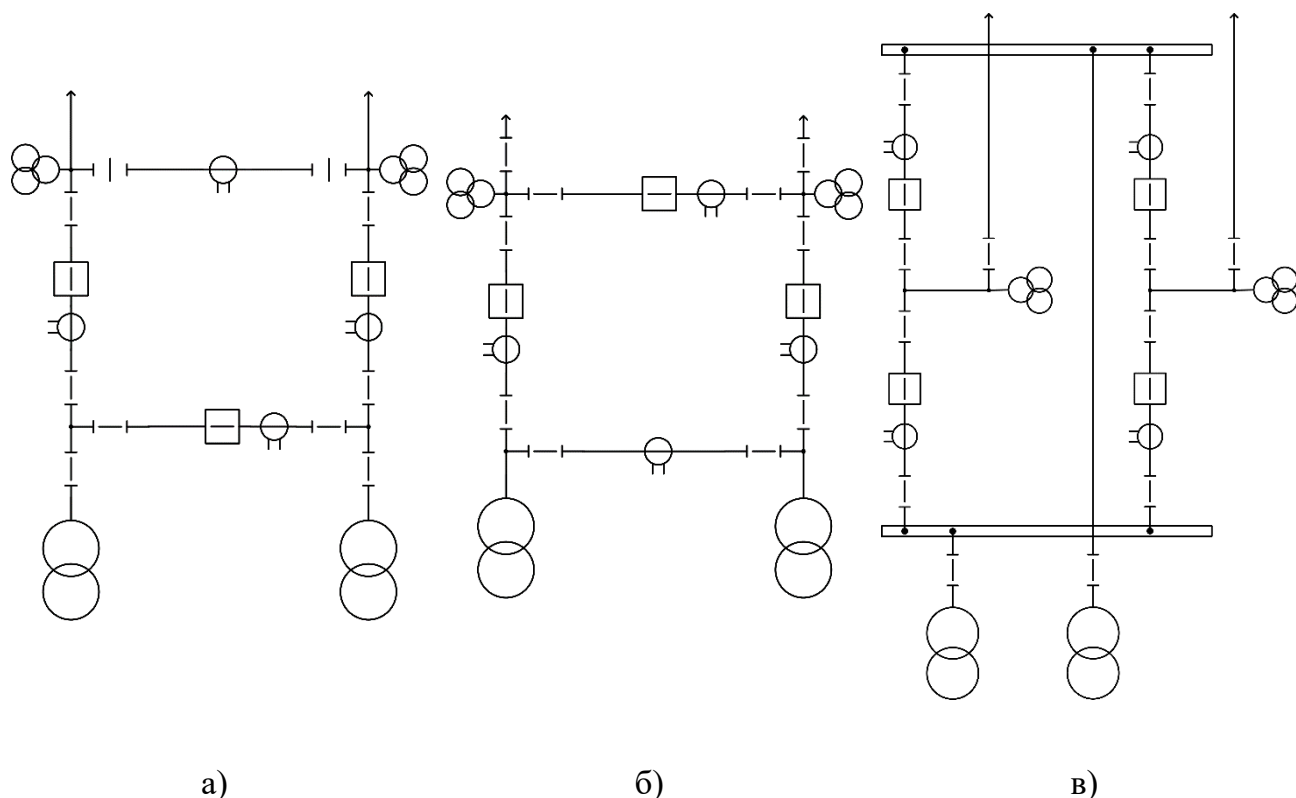


Рисунок 4.1 – Схемы для сравнения: а)110-5Н, б)110-5АН, в)110-7

<b>ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</b>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Шульган В.И.		
Провер.		Харитонов М.С.		
Консульт.		Харитонов М.С.		
Н. Контр.		Сивуха М.Э.		
Утв.		Белей В.Ф.		
<b>Выбор схем распределительных устройств</b>				
		Лит.	Лист	Листов
		37	12	
ФГБОУ ВО «КГТУ» Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16–ЭЭ				

## 4.2 Расчетные условия по перетокам мощности

Для анализа перетоков мощности через подстанцию О-19 Полесск можно воспользоваться расчетами электрических режимов работы сетей 60 кВ и выше в Калининградской области [41]. В этом документе выполнен расчет различных режимов работы энергосистемы области в различные периоды года.

В документе [41] рассмотрено 48 вариантов нормального режима работы энергосистемы в периоды летних и зимних максимумов и минимумов нагрузки в 2018-2024 (кроме 2019) годах. По представленному в документе анализу нормальных режимов работы и ожидаемому росту местной нагрузки подстанции О-19 был проанализирован переток мощности через подстанцию (рисунок 4.2).

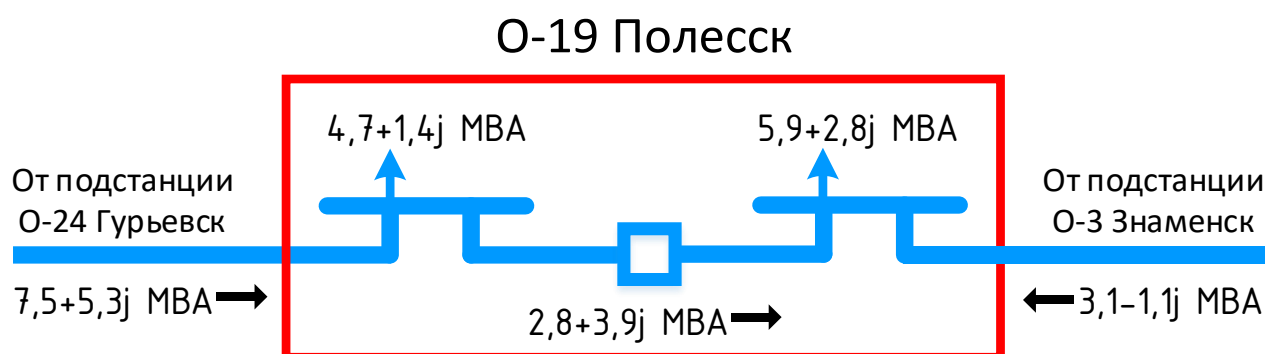


Рисунок 4.2 – Переток мощности через подстанцию О-19 в период зимнего максимума 2020 года

В нормальном режиме подстанция О-19 находится в точке потокораздела сети. В связи с этим переток через подстанцию отсутствует. В таком режиме подстанция О-19 получает энергию для снабжения местной нагрузки с соседних подстанций – Гурьевск О-24 с одной стороны и О-3 Знаменск с отпайкой на О-33 Красноборская с другой стороны. Далее именно этот режим будет рассматриваться как нормальный при расчёте надёжности.

В документе [41] рассмотрено 82 варианта работы энергосистемы при ремонте и авариях различных элементов сети. Один из таких режимов при расчете надёжности следует рассмотреть параллельно с нормальным режимом. Варианты аварийных режимов работы энергосистемы, которые в наибольшей степени влияют на переток через подстанцию О-19 изложены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перетоки мощности через подстанцию О-19 при различных аварийных режимах работы энергосистемы Калининградской области

№	Отключённые элементы сети, период	Переток, МВА	
		О-24 – О-19	О-19 – О-3
1	2	3	4
Б8	ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС - Советск-330, ВЛ 330 кВ Северная-330 – Советск-330. Летний минимум 2018	82,1-2,8j	78,2-4,4j
Б53	ВЛ 330 кВ Северная 330 - Советск-330, ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС - Советск-330. Летний максимум 2021	79,9-5,4j	73-7,9j
Б57	ВЛ 330 кВ Северная 330 - Советск-330, ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС - Советск-330. Летний максимум 2022	78,9-6,1j	72-8,6j

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4
Б61	ВЛ 330 кВ Северная 330 - Советск-330, ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС - Советск-330. Летний максимум 2023	78,1-6,8j	71,2-9,3j
Б67	ВЛ 330 кВ Северная 330 - Советск-330, ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС - Советск-330. Летний минимум 2024	59,6-17j	55,5-18,6j
Б129	Ремонт ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Советск-330, ВЛ 110 кВ Талаховская ТЭС – О-26 Лесная. Авария на ВЛ 330 кВ Северная 330 – Советск-330. Летний максимум нагрузки 2021	82,4+24,3j	75,5+21,8j
Б130	Ремонт ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Советск-330, ВЛ 110 кВ Талаховская ТЭС – О-3 Знаменск с отпайками. Авария на ВЛ 330 кВ Северная 330 – Советск-330. Летний максимум нагрузки 2021	51,3+18,3j	44,4+15,8j
Б131	Ремонт ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Советск-330, ВЛ 110 кВ О-31 Багратионовск – О-34 Правдинск. Авария на ВЛ 330 кВ Северная 330 – Советск-330. Летний максимум нагрузки 2021	120,1+34,3j	113,2+31,8j

Расчеты будут вестись для состояния системы, при котором переток через проектируемую подстанцию будет наибольшим, что соответствует самому тяжелому режиму работы подстанции, когда ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Советск-330 и ВЛ 110 кВ О-31 Багратионовск – О-34 Правдинск находятся в ремонте, а ВЛ 330 кВ Северная 330 – Советск-330 отключилась вследствие аварии. В таком случае переток мощности через подстанцию по таблице 4.1 составит 113,2 МВт. Местная нагрузка подстанции при этом составит 10,6+4,2j МВА. Вместо принятой в документе нагрузки подстанции при расчетах надежности будет принята нагрузка в 15,81 МВА, что соответствует максимальной нагрузке подстанции в период зимнего максимума нагрузки с учетом будущих потребителей. Такой подход максимально приблизит рассматриваемый режим к наиболее тяжелому режиму работы энергосистемы и подстанции (рисунок 4.3).

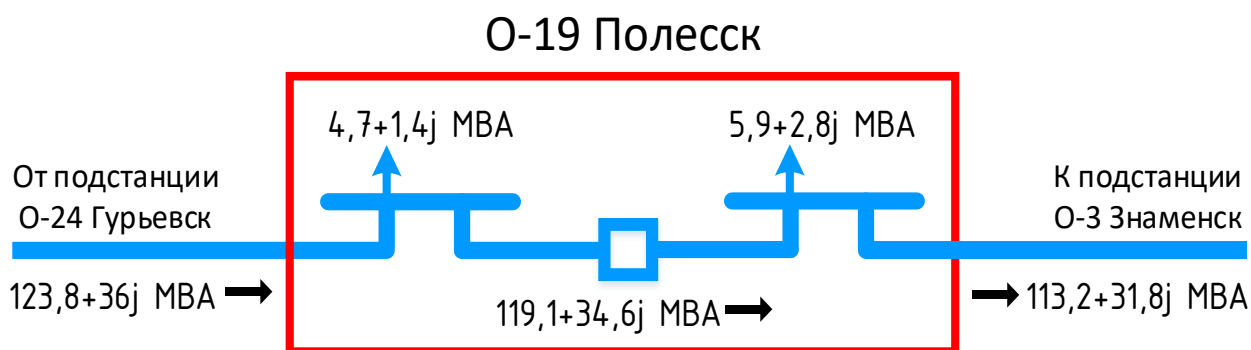


Рисунок 4.3 – Переток мощности через подстанцию О-19 в наиболее тяжелом режиме работы

#### 4.3 Методика расчета показателя надежности схем РУ

Для расчета надежности схем электроустановок и главных схем РУ целесообразно использовать таблично-логический метод, который предполагает поочередное целенаправленное рассмотрение отказов элементов электроустановки с выявлением их последствий в нормальном и ремонтных состояниях.

Расчеты будут вестись для состояния системы, при котором переток через проектируемую подстанцию будет наибольшим, что соответствует самому тяжелому режиму работы, когда ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Советск-330 и ВЛ 110 кВ О-31 Багратионовск – О-34 Правдинск находятся в ремонте, а ВЛ 330 кВ Северная 330 – Советск-330 отключилась вследствие аварии. В таком случае переток мощности через подстанцию по результатам расчетов электрических режимов [41] составит 113,2 МВт. Местная нагрузка в эту величину не входит.

Местная нагрузка 15,81 МВА, принятая выше, не подходит для дальнейших расчетов ввиду того, что расчеты ведутся с активной составляющей мощности. Коэффициент мощности местной нагрузки подстанции О-19 согласно [41] составляет 0,93. В таком случае местная нагрузка равна 14,7 МВт.

Исходные данные по надежности элементов схемы представлены в таблицах 4.2-4.5.

Таблица 4.2 - Показатели надежности вакуумных выключателей

$U_{ном}$ , кВ	$\omega_B$ , 1/год	$T_B$ , ч	$T_p$ , ч	$\mu_B$ , 1/год	$a_{B.оп}$	$a_{B.к}$	$a_{B.ст}$
110	0,02	20	30	0,14	0,006	0,013	0,1

Таблица 4.3 - Показатели надежности ВЛ 110 кВ

$U_{ном}$ , кВ	$\omega$ , 1/(год · 100км)	$T_B$ , ч	$\mu_{тек}$ , 1/год	$T_{тек}$ , ч
110	1,1	9	3	12

Таблица 4.4 - Показатели надежности силовых трансформаторов

$U_{ном}$ , кВ	$\omega_1$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu_{кап}$ , 1/год	$T_{кап}$ , ч	$\mu_{тек}$ , 1/год	$T_{тек}$ , ч
110	0,02	100	0,17	300	2	12

Таблица 4.5 - Показатели надежности сборных шин ОРУ

$U_{ном}$ , кВ	$\omega$ , 1/(год · 100км)	$T_B$ , ч	$\mu_{тек}$ , 1/год	$T_{тек}$ , ч
110	0,01	5,5	1	30

Порядок выполнения расчета следующий:

1. Рассчитывается вероятность нахождения элемента в плановом или восстановительном ремонте:

$$q_{pj} = \frac{\omega \cdot T_B + \mu \cdot T_p}{8760}, \quad (4.1)$$

где  $\omega$  – табличный параметр потока отказов электрооборудования;

$T_{\text{с}}$  – среднее время восстановления, ч;

$\mu$  – частота плановых ремонтов электрооборудования;

$T_p$  – продолжительность капитального ремонта, ч.

2. Рассчитывается вероятность нахождения схемы в нормальном состоянии:

$$q_{p.o} = 1 - \sum_1^n q_{pj} \quad (4.2)$$

3. Рассчитывается величина потока отказов:

$$\omega_{ij} = \omega_i \cdot q_j \quad (4.3)$$

4. Рассчитывается время ввода в работу отключившегося элемента при ремонте смежного элемента:

$$T_{ij} = T_i - \frac{T_i^2}{2 \cdot T_j} \quad (4.4)$$

5. Определяется количество операций выключателем в год:

$$N_{\text{оп}} = N_{\text{ц}} \cdot (\mu_1 + \mu_2) + [(N_{\text{ц}} - 1) \cdot (\omega_1 + \omega_2) + \sum \omega_{\text{в}i}] \cdot (1 - a_{\text{в.к}}), \quad (4.5)$$

где  $N_{\text{ц}}$  - количество операций цикла, равное числу операций выключателем, необходимых для отключения и последующего включения присоединения;

$\mu_1, \mu_2$  - частота плановых ремонтов присоединений, которые соединяет данный выключатель;

$\omega_1, \omega_2$  - параметры потоков отказов присоединений, которые соединяет данный выключатель;

$\sum \omega_{\text{в}i}$  - алгебраическая сумма табличных параметров потока отказов соседних выключателей, отказы которых вызывают автоматическое отключение рассматриваемого выключателя;

$a_{\text{в.к}}$  - относительная частота отказов выключателя при отключении повреждений по присоединению.

6. Расчетный параметр потока отказов выключателя зависит от его положения в схеме и вычисляется следующим образом:

$$\omega_{\text{в.соб}} = \omega_{\text{в}} \cdot a_{\text{в.ст}} + a_{\text{в.оп}} \cdot N_{\text{оп}}, \quad (4.6)$$

где  $\omega_{\text{в}}$  – табличный параметр потока отказов выключателя;

$a_{\text{в.ст}}$  – относительная частота отказов выключателей в статическом состоянии;

$a_{\text{в.оп}}$  – относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях.

7. По заполненной таблице расчетных связей определяется величина вероятного недоотпуска:

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41



$$\Delta W = \frac{S_{cc}}{S_{\max}} \cdot \left( \sum (\Delta P \cdot \omega_{ij} \cdot T_{B,ij}) \right), \quad (4.7)$$

где  $S_{cc}$  – средняя суточная величина нагрузки, МВА;

Для расчетов должны быть приняты следующие начальные условия:

- Подстанция имеет питающую линию, через которую к ней подведена мощность 127,9 МВт, из которой 14,7 МВт составляет местная нагрузка
- Если питающая линия находится в ремонте, то местная нагрузка получает питание по отходящей линии. Переток при этом отсутствует
- В случае потери питания на входящей линии, отходящая линия сразу начинает питать местную нагрузку
- Потеря отходящей линии ведет к потере перетока по ней, который составляет 113,2 МВт
- Если отходящая линия находится в ремонте на момент аварии, то переток по ней отсутствует
- Ток короткого замыкания может прийти как со стороны питающей, так и со стороны отходящей линии
- Один трансформатор может полностью обеспечить местную нагрузку
- Длина питающей линии равна 36 км, а отходящей линии 28 км
- Время оперативных переключений принимается 1 час

#### 4.4 Расчет показателей надежности схемы 110-5Н

Первый вариант схемы – 110-5Н представлен на рисунке 4.4.

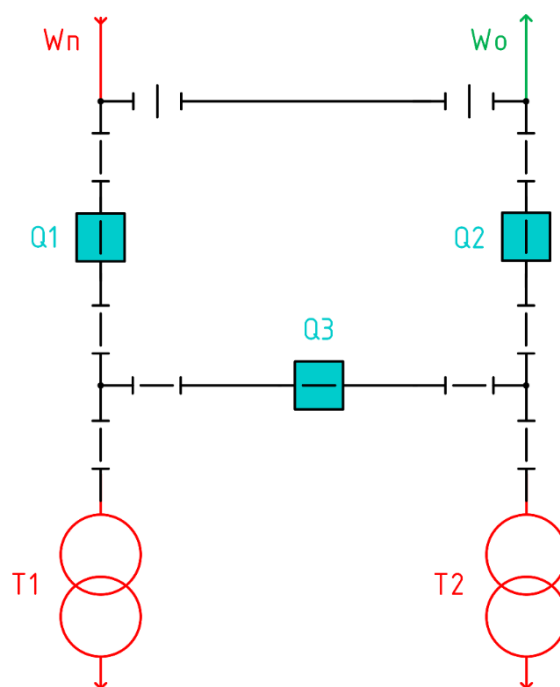


Рисунок 4.4 – Первый вариант схемы

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Для составления таблицы расчетных связей необходимо рассчитать некоторые величины. Расчет для всех трех схем показан в таблицах 4.6-4.8.

Таблица 4.6 – Расчет величин для таблицы расчетных связей первой схемы

№ Формулы	Формула	Значение
Выключатели		
(4.1)	$q_{pjв} = \frac{0,02 \cdot 20 + 0,14 \cdot 30}{8760}$	0,00053
(4.4)	$T_{ij} = 20 - \frac{20^2}{2 \cdot 30}$	13,33
(4.5)	$N_{оп1} = 4 \cdot (5) + [(3) \cdot (0,36 \cdot 1,1 + 0,02) + (0,02)] \cdot (1 - 0,013)$	21,252
	$N_{оп2} = 4 \cdot (5) + [(3) \cdot (0,28 \cdot 1,1 + 0,02) + (0,02)] \cdot (1 - 0,013)$	20,991
	$N_{оп3} = 4 \cdot (4) + [(3) \cdot (0,02 + 0,02) + (0,04)] \cdot (1 - 0,013)$	16,158
(4.6)	$\omega_{в.сoб1} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 21,252$	0,13
	$\omega_{в.сoб2} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 20,991$	0,128
	$\omega_{в.сoб3} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 16,158$	0,099
Линии		
(4.1)	$q_{pjл} = \frac{0,36 \cdot 1,1 \cdot 9 + 3 \cdot 12}{8760}$	0,00452
	$q_{pjо} = \frac{0,28 \cdot 1,1 \cdot 9 + 3 \cdot 12}{8760}$	0,00426
(4.4)	$T_{ij} = 9 - \frac{9^2}{2 \cdot 12}$	5,63
Трансформаторы		
(4.1)	$q_{pjт} = \frac{0,02 \cdot 100 + 0,17 \cdot 300}{8760}$	0,00603
(4.4)	$T_{ij} = 100 - \frac{100^2}{2 \cdot 300}$	83,33
Для всех элементов		
(4.2)	$q_{р.н} = 1 - (3 \cdot q_{pjв} + q_{pjл} + q_{pjо} + 2 \cdot q_{pjт})$	0,97757
Линия-выключатель		
(4.4)	$T_{ijл-в} = 9 - \frac{9^2}{2 \cdot 30}$	7,65
Трансформатор-выключатель		
(4.4)	$T_{ijт-в} = 20 - \frac{20^2}{2 \cdot 300}$	19,3

Таблица 4.7 – Расчет недостающих величин для таблицы расчетных связей второй схемы

№ Формулы	Формула	Значение
(4.5)	$N_{оп3} = 4 \cdot (6) + [(3) \cdot (0,36 \cdot 1,1 + 0,28 \cdot 1,1) + (0,04)] \cdot (0,987)$	26,124
(4.6)	$\omega_{в.сoб3} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 26,124$	0,159

Таблица 4.8 – Расчет недостающих величин для таблицы расчетных связей третьей схемы

№ Формулы	Формула	Значение
(4.5)	$N_{оп1} = 4 \cdot (5) + [(3) \cdot (0,36 \cdot 1,1 + 0,02) + (0,04)] \cdot (1 - 0,013)$	21,271
	$N_{оп2} = 4 \cdot (5) + [(3) \cdot (0,28 \cdot 1,1 + 0,02) + (0,04)] \cdot (1 - 0,013)$	21,050
	$N_{оп3} = 4 \cdot (4) + [(3) \cdot (0,02 + 0,02) + (0,04)] \cdot (1 - 0,013)$	16,158
	$N_{оп4} = 4 \cdot (6) + [(3) \cdot (0,36 \cdot 1,1 + 0,28 \cdot 1,1) + (0,04)] \cdot (0,987)$	26,124
(4.6)	$\omega_{в.сoб1} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 21,271$	0,13
	$\omega_{в.сoб2} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 21,050$	0,128
	$\omega_{в.сoб3} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 16,158$	0,099
	$\omega_{в.сoб4} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 26,124$	0,159
(4.2)	$q_{р.н} = 1 - (4 \cdot q_{рjв} + q_{рjп} + q_{рjo} + 2 \cdot q_{рjт})$	0,97704

По начальным условиям, данным таблицы 4.6 и схеме (рисунок 4.4) были составлены таблицы расчетных связей для нормального режима работы и наиболее тяжелого режима работы схемы 110-5Н, в которых был рассчитан годовой недоотпуск электроэнергии.

Суммарный вероятный годовой недоотпуск электроэнергии потребителям при применении схемы 110-5Н согласно таблицам В.1, В.2 составляет 2,047 тыс. кВт·ч/год при нормальном режиме работы схемы и 695,907 тыс. кВт·ч/год при наиболее тяжелом режиме работы.

#### 4.5 Расчет показателей надежности схемы 110-5АН

Второй вариант схемы – 110-5АН представлен на рисунке 4.5.

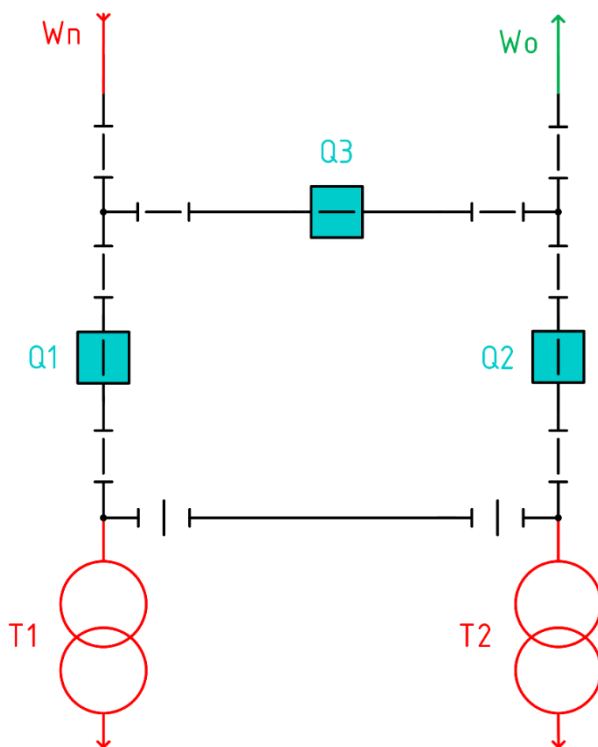


Рисунок 4.5 – Второй вариант схемы

Эта схема отличается от предыдущей иным расположением ремонтной перемычки и выключателя Q3. Помимо этого трансформаторные разъединители отсутствуют, вместо них установлены разъединители со стороны линий.

По начальным условиям, данным таблиц 4.6,4.7 и схеме (рисунок 4.5) были составлены таблицы расчетных связей для нормального режима работы и для наиболее тяжелого режима работы схемы 110-5АН, в которых был рассчитан годовой недоотпуск электроэнергии.

Суммарный вероятный годовой недоотпуск электроэнергии потребителям в нормальном режиме при применении схемы 110-5АН согласно таблицам В.3,В.4 составляет 3,151 тыс. кВт·ч/год. В наиболее тяжелом режиме работы эта величина составит 699,589 тыс. кВт·ч/год.

#### 4.6 Расчет показателей надежности схемы 110-7

Третий вариант схемы – 110-7 представлен на рисунке 4.6.

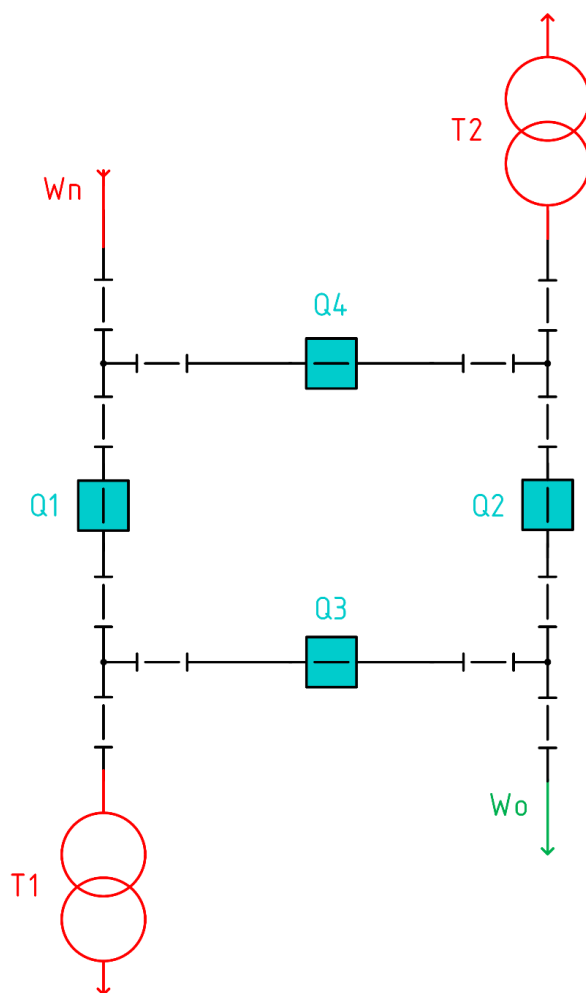


Рисунок 4.6 – третий вариант схемы

Эта схема отличается от предыдущих наличием четвертого выключателя вместо ремонтной перемычки. Также в этой схеме разъединители установлены в цепях всех присоединений.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Параметры выключателей и вероятность нахождения схемы в нормальном состоянии для этой схемы будут отличаться от предыдущих ввиду иной связи между выключателями.

По начальным условиям, данным таблиц 4.6-4.8 и схеме (рисунок 4.6) были составлены таблицы расчетных связей для нормального режима работы подстанции и наиболее тяжелого режима работы схемы 110-7, в которых был рассчитан годовой недоотпуск электроэнергии.

Суммарный вероятный годовой недоотпуск электроэнергии потребителям при применении схемы 110-7 согласно таблицам В.5, В.6 в нормальном режиме работы подстанции составляет 0,579 тыс. кВт·ч/год и по таблице 4.16 для наиболее тяжелого режима 703,969 тыс. кВт·ч/год.

По результатам анализа таблиц приложения В была составлена таблица 4.9 со сравнением параметров трех схем по показателю надежности и экономичности.

Таблица 4.9 – Сравнение схем по показателю надежности и экономичности

Параметр	110-5Н	110-5АН	110-7
Количество выключателей	3	3	4
Число операций в год	58,4	68,4	84,6
Величина недоотпуска в нормальном режиме, тыс. кВт·ч	2,047	3,151	0,579
Величина недоотпуска в наиболее тяжелом режиме, тыс.кВт·ч	695,907	699,589	703,969

В таблице 4.9 видно, что по результатам расчетов схема 110-7 «Квадрат» является лучшей из представленных схем по показателю надежности схемы в нормальном режиме работы системы. Это объясняется тем, что 4 выключателя и иное (в сравнении с мостиковыми схемами) расположение присоединений и трансформаторов обеспечивает высокую надежность питания местной нагрузки. Вместе с этим «Квадрат» является наихудшей схемой по показателю числа операций в год и количеству выключателей, необходимых для схемы.

В наиболее тяжелом режиме работы системы схема 110-7 является менее надежной, чем мостиковые схемы, так как в схеме присутствует четвертый выключатель, а именно выключатели являются самыми ненадежными элементами схемы (линии в данном случае не учитываются, так как они присутствуют и в прочих схемах).

Схема 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» по результатам сравнения является наименее надежной в нормальном режиме работы системы, а также по всем показателям уступает схеме 110-5Н, поэтому схема 110-5АН более не рассматривается.

Схема 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» по показателю надежности в нормальном режиме работы системы уступает схеме 110-7, а в наиболее тяжелом режиме работы системы оказывается более надежной. Помимо этого, схема 110-5Н требует меньшего количества выключателей и числа операций в год.



По указанным выше причинам по результатам сравнения 3 схем для сооружения на подстанции О-19 Полесск выбрана схема 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переемычкой со стороны линий» (рисунок 4.7).

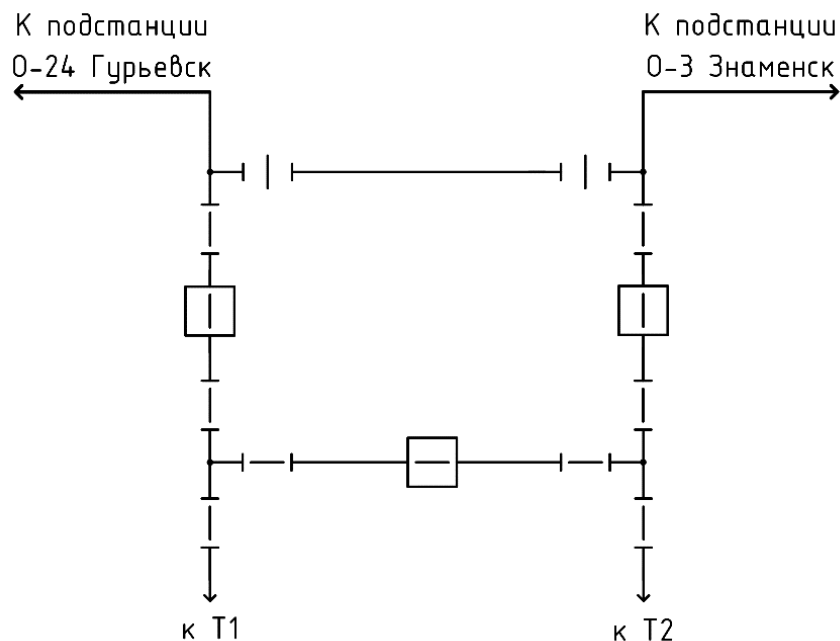


Рисунок 4.7 – Выбранная схема для стороны 110 кВ подстанции О-19

#### 4.7 Выбор схемы распреустройства 15 кВ

В документе [44] предусмотрена полная реконструкция ЗРУ 15 кВ подстанции О-19. Установленная на данный момент одиночная секционированная система шин удовлетворяет современным требованиям ввиду того, что по параметрам является компромиссом между простотой, надежностью и экономичностью. По этой причине будет проведена реконструкция распреустройства 15 кВ, но без смены электрической схемы. Планируемая схема стороны 15 кВ подстанции представлена на рисунке 4.8.

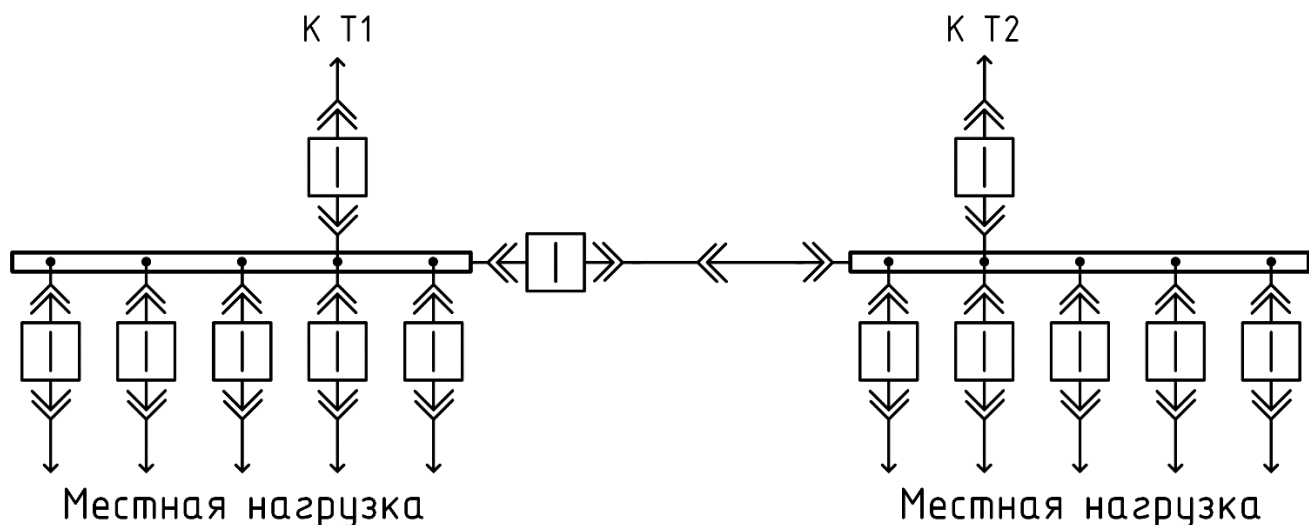


Рисунок 4.8 – Выбранная схема для стороны 15 кВ подстанции О-19

#### 4.8 Выбор схемы распреустройства станции

На станции будет установлено два блока двигатель-генератор. Связь с системой будет осуществляться через два трехобмоточных силовых трансформатора на подстанции О-19. Для станции с двумя генераторами в качестве РУ может быть установлена одиночная секционированная система шин, что позволит в случае ремонта или повреждения одной из шин продолжить передавать мощность одного генератора через оставшуюся в работе шину в сеть. Электрическая схема генераторного распреустройства представлена на рисунке 4.9.

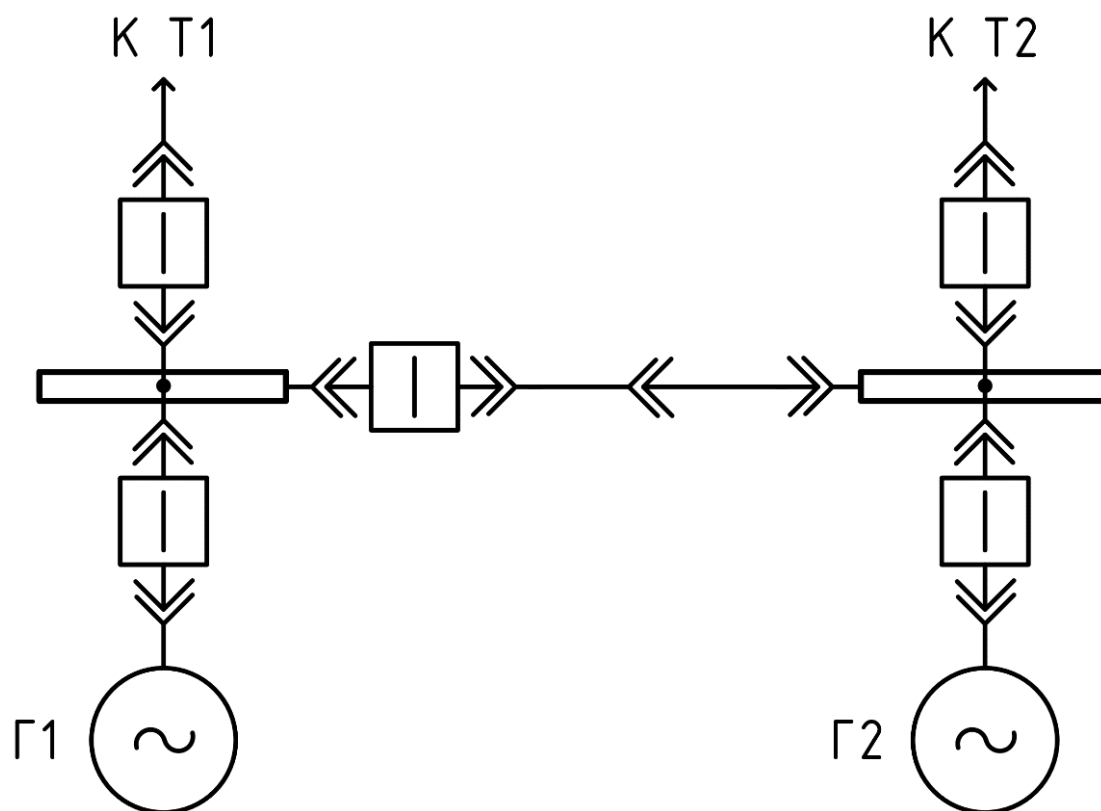


Рисунок 4.9 – Схема генераторного распреустройства

## 4.9 Общая электрическая схема подстанции и станции

По рисункам 4.7-4.9 была составлена общая электрическая схема подстанции и станции (рисунок 4.10).

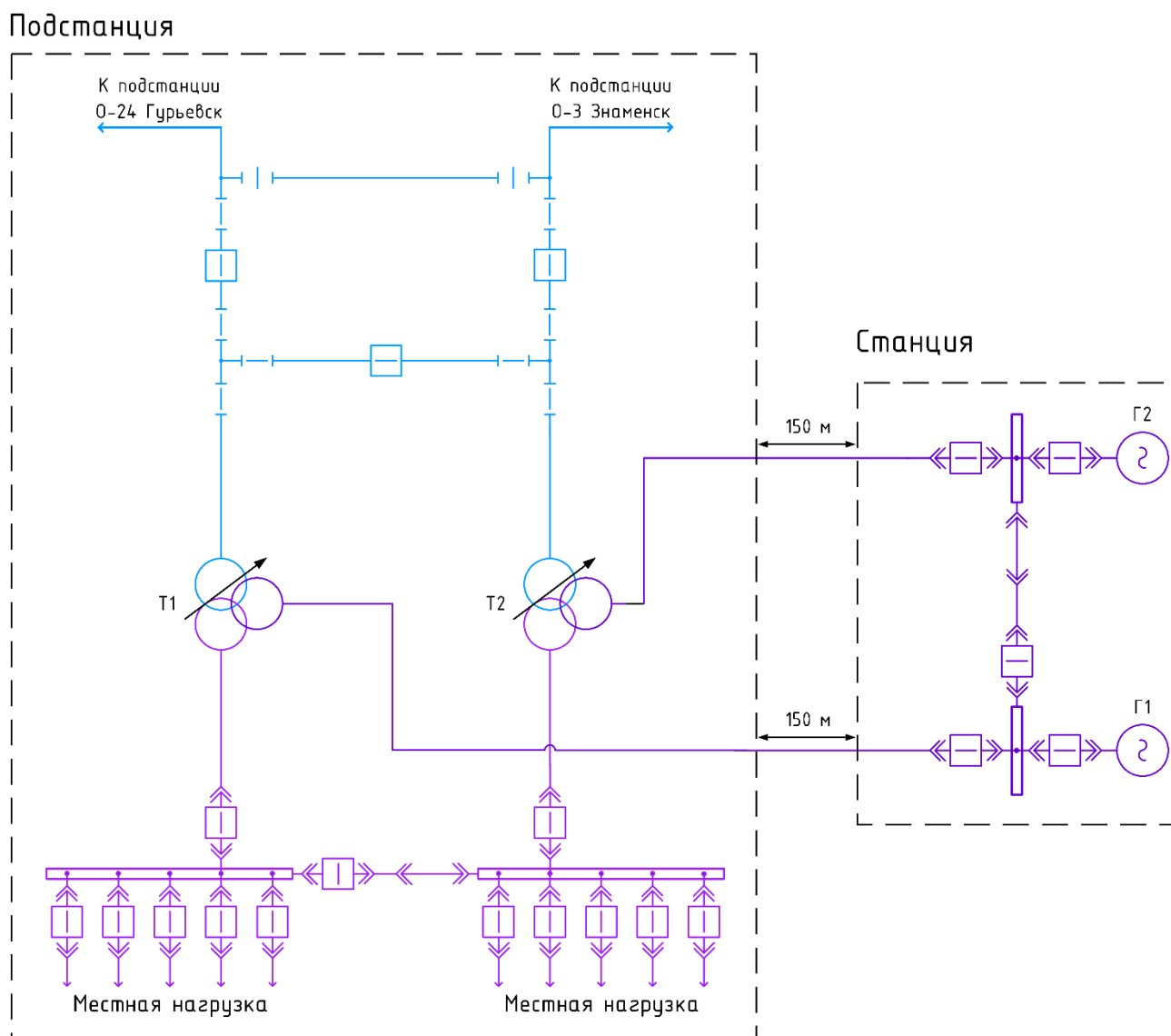


Рисунок 4.10 – Электрическая схема подстанции и станции

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ НОРМАЛЬНЫХ И УТЯЖЕЛЕННЫХ РЕЖИМОВ

Расчеты токов будут вестись для наиболее тяжелого режима работы подстанции, при котором она должна обеспечить переток мощности  $113,2 + 31,8j$  МВА [41], а также местную нагрузку в 15,81 МВА. Нормальный режим работы подстанции, при котором она обеспечивает только местную нагрузку не рассматривается ввиду незначительной величины мощности по сравнению с наиболее тяжелым режимом. Далее наиболее тяжелый режим работы подстанции в период зимнего максимума нагрузки будет считаться нормальным режимом работы.

### 5.1 Расчет токов нормального и утяжеленного режима на напряжение 110 кВ

Расчеты будут вестись по схеме, представленной на рисунке 5.1.

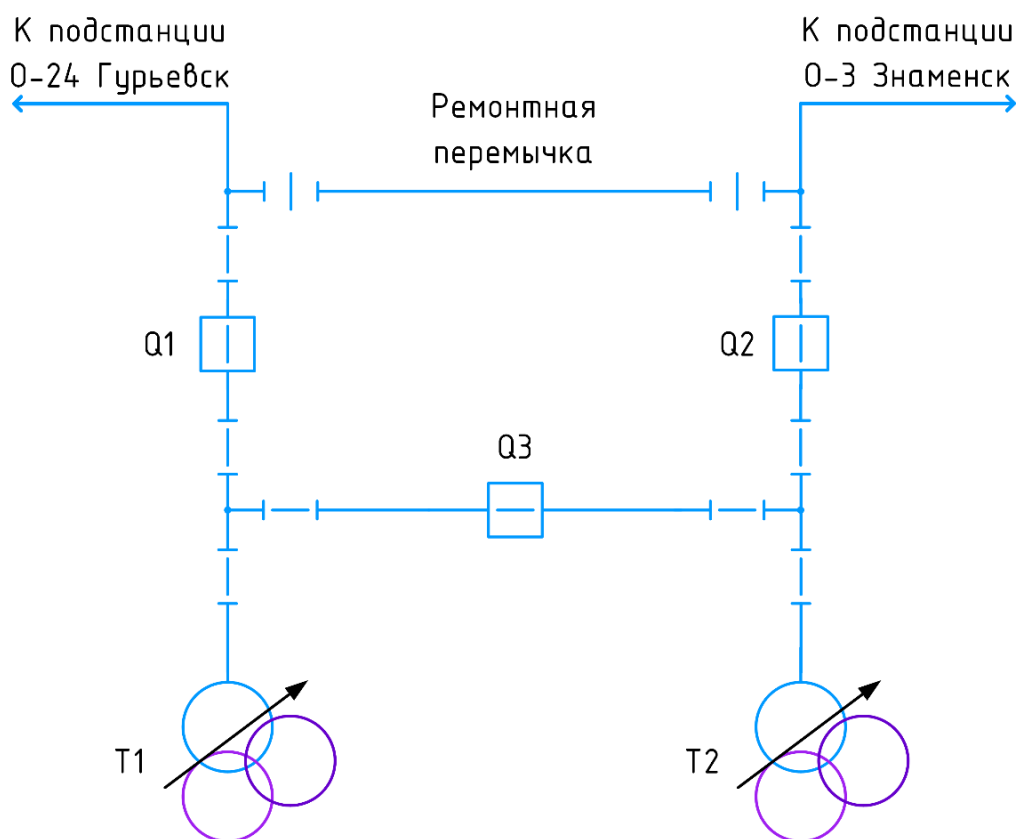


Рисунок 5.1 – Схема для расчета токов на стороне напряжения 110 кВ подстанции О-19 Полесск

#### 5.1.1 Расчет токов нормального и утяжеленного режима ВЛ

Подстанция подключена к сети 110 кВ двумя воздушными линиями. В нормальном режиме работы подстанции питающая линия должна обеспечить переток мощности от подстанции О-24 Гурьевск к подстанции О-19 Полесск в  $113,2 + 31,8j$  МВА, а также местную нагрузку 15,81 МВА.

					<b>ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Шульган В.И.				<b>Расчет токов нормальных и утяжеленных режимов</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Харитонов М.С.						50	8
Руков.	Харитонов М.С.					ФГБОУ ВО «КГТУ» Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16–ЭЭ		
Н. Контр.	Сивуха М.Э.							
Утв.	Белей В.Ф.							

Чтобы рассчитать ток питающей линии можно воспользоваться следующей формулой:

$$I_{\text{пит}} = \frac{|S_{\text{пер.}}| + S_{\text{местн.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (5.1)$$

где  $S_{\text{пер.}}$  – максимальный переток мощности, МВА;

$S_{\text{местн.}}$  – максимальная местная нагрузка, МВА;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$$I_{\text{пит}} = \frac{|113,2 + 31,8j| \text{ МВА} + 15,81 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 700,13 \text{ А}$$

Отходящая линия в нормальном режиме должна обеспечить переток мощности от подстанции О-19 Полесск к подстанции О-3 Знаменск в  $113,2 + 31,8j$  МВА. Максимальный ток может быть определен по формуле (5.1).

$$I_{\text{отх}} = \frac{|113,2 + 31,8j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 617,14 \text{ А}$$

Найденные величины токов питающей и отходящей линий будут являться максимальной величиной тока нормальном режиме работы подстанции. Утяжеленный режим для этих линий не рассматривается ввиду того, что в случае отключения хоть одной из них переток будет полностью потерян и максимальная нагрузка линий упадет до 15,81 МВА.

#### 5.1.2 Расчет токов нормального и утяжеленного режима выключателей

Для нахождения токов выключателей 110 кВ можно воспользоваться рисунком 5.2 и определить проходящую через выключатели мощность.

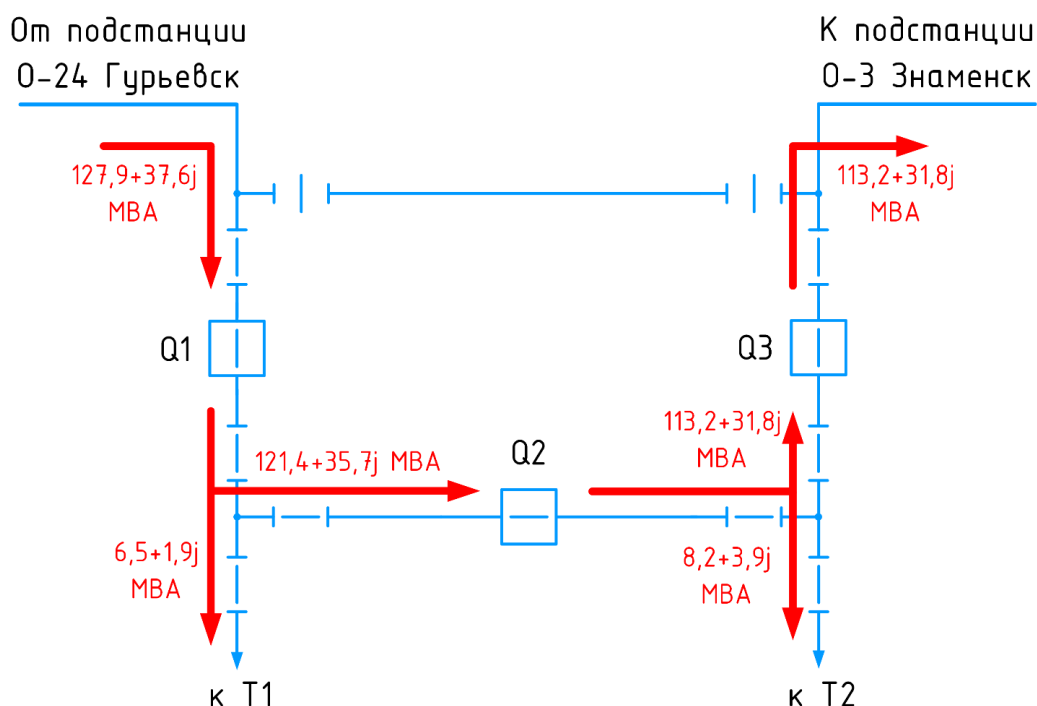


Рисунок 5.2 – Нормальный режим работы подстанции



Токи нормального режима работы выключателей рассчитаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Расчет токов нормального режима выключателей

№	Проходящая мощность, МВА	Ток нормального режима, А
Q1	$127,9 + 37,6j$	$I_{Q1} = \frac{S_{\text{проход.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{ 127,9 + 37,6j  \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 700,13$
Q2	$121,4 + 35,7j$	$I_{Q2} = \frac{S_{\text{проход.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{ 121,4 + 35,7j  \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 664,16$
Q3	$113,2 + 31,8j$	$I_{Q3} = \frac{S_{\text{проход.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{ 113,2 + 31,8j  \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 617,14$

Утяжеленный режим выключателя Q1 отсутствует ввиду того, что через него и так проходит максимально возможная мощность.

Утяжеленный режим для выключателя Q3 отсутствует ввиду того, что при выводе в ремонт любого элемента подстанции ток выключателя останется неизменным или станет меньше.

Утяжеленный режим для выключателя Q2 соответствует периоду вывода в ремонт трансформатора 1 (рисунок 5.3)

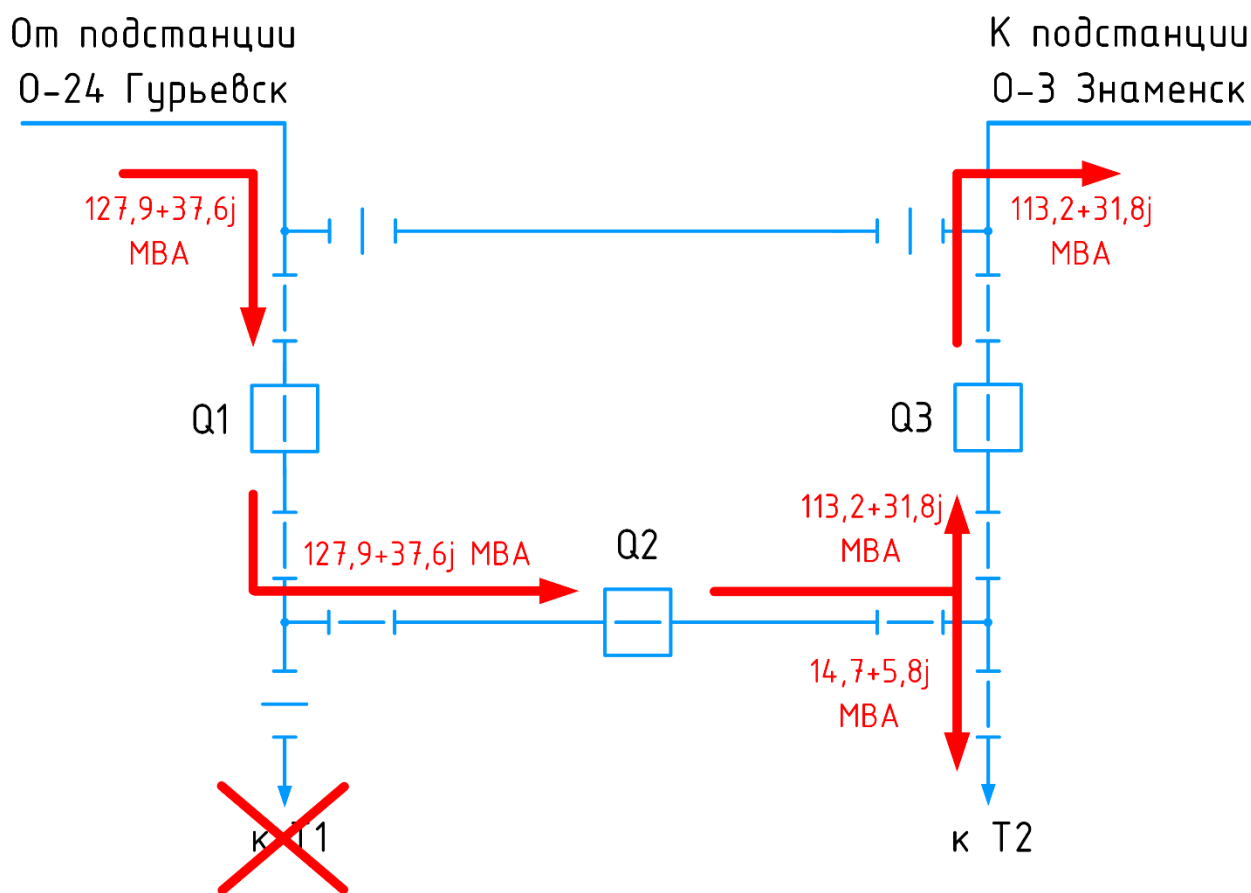


Рисунок 5.3 – Утяжеленный режим работы выключателя Q2

При таком режиме работы ток выключателя Q2 станет равен току выключателя Q1 в нормальном режиме и составит 700,13 А.

В нормальном режиме ток ремонтной перемычки равен 0. Наиболее тяжелый режим работы ремонтной перемычки соответствует периоду ремонта Q1. В таком случае через перемычку пройдет такая же мощность, как через питающую линию и составит  $127,9 + 37,6j$  МВА. При такой мощности величина тока составит 700,13 А.

Ток нормального и утяжеленного режима шинпровода 110 кВ соответствует току выключателя Q1, так как через него также проходит вся мощность подстанции.

### 5.1.3 Расчет токов нормального и утяжеленного режима силовых трансформаторов

Для расчета тока нормального режима работы трансформаторов можно воспользоваться формулой (5.2).

$$I_{\text{нор.т}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{номвн}}} \quad (5.2)$$

$$I_{\text{нор.т1}} = \frac{|6,5 + 1,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 35,54 \text{ А}$$

$$I_{\text{нор.т2}} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 47,66 \text{ А}$$

В случае отключения одного из параллельно работающих трансформаторов, нагрузка на исправный трансформатор вырастет до 15,81 МВА:

$$I_{\text{утяж.т}} = \frac{|14,7 + 5,8j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 83,2 \text{ А}$$

### 5.2 Расчет токов нормального и утяжеленного режима на напряжение 15 кВ

Расчеты токов будут вестись по рисунку 5.4.

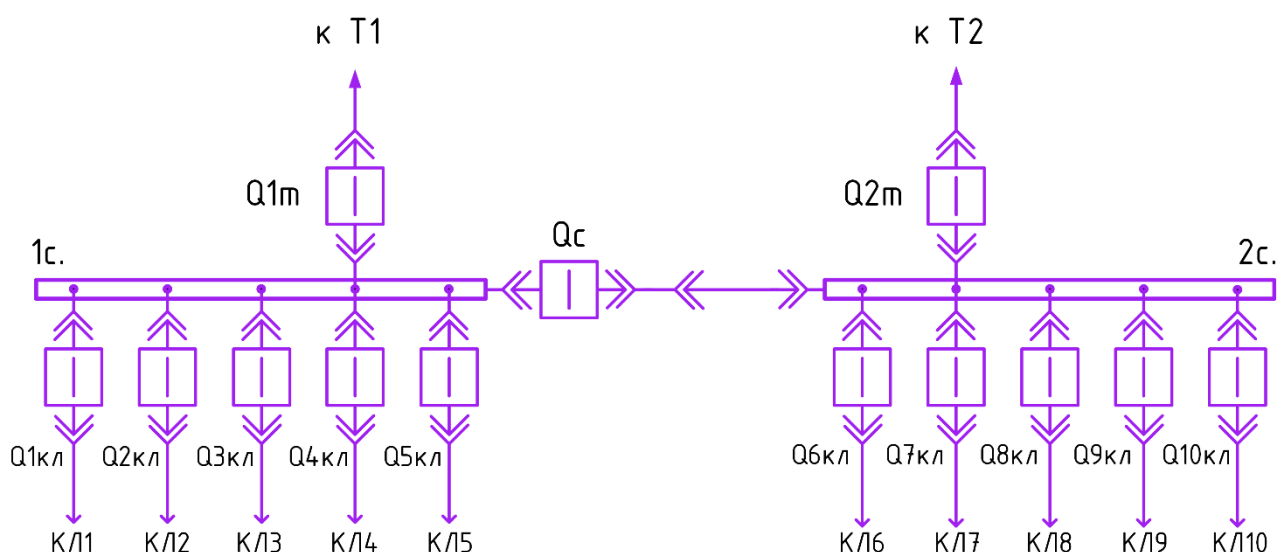


Рисунок 5.4 – Сторона напряжения 15 кВ подстанции О-19

Трансформаторные выключатели Q1т и Q2т в нормальном режиме пропускают через себя мощность, равную мощности нагрузки соответствующих им трансформаторов. Токи этих выключателей рассчитаны по формуле (5.2).

$$I_{\text{нор.}Q1т} = \frac{|6,5 + 1,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ кВ}} = 260,65 \text{ А}$$

$$I_{\text{нор.}Q2т} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ кВ}} = 349,5 \text{ А}$$

В утяжеленном режиме по одному из трансформаторных выключателей пойдёт вся мощность местной нагрузки. Ток выключателя при этом составит:

$$I_{\text{утяж.}Q1т} = I_{\text{утяж.}Q2т} = \frac{|14,7 + 5,8j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ кВ}} = 610,15 \text{ А}$$

Токи нормального режима шинопровода 15 кВ соответствуют нагрузке секций:

$$I_{\text{нор.}1с} = \frac{|6,5 + 1,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ кВ}} = 260,65 \text{ А}$$

$$I_{\text{нор.}2с} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ кВ}} = 349,5 \text{ А}$$

В утяжеленном режиме по любой из шин может пройти полный ток нагрузки в случае ремонта одного из силовых трансформаторов (рисунок 5.5):

$$I_{\text{утяж.}1с,2с} = \frac{|14,7 + 5,8j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ кВ}} = 610,15 \text{ А}$$

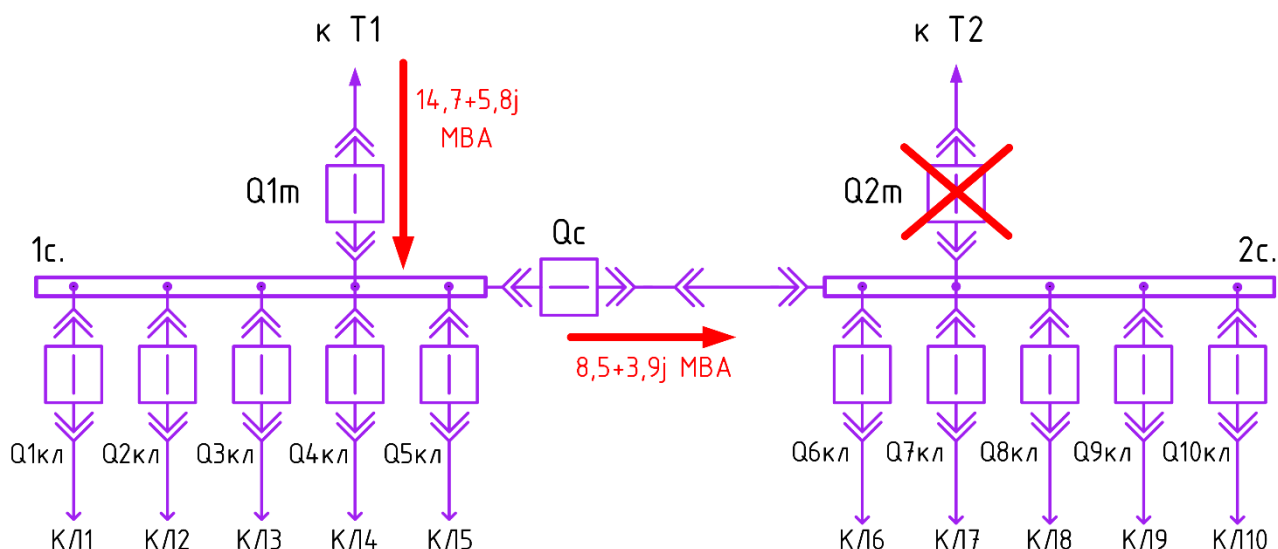


Рисунок 5.5 – утяжеленный режим работы шинопровода

Секционный выключатель Qс используется в случае поломки или вывода в ремонт одного из трансформаторов (рисунок 5.5). При этом более высокие нагрузки он будет испытывать при неисправности более нагруженного в нормальном режиме трансформатора. Ток секционного выключателя рассчитан по формуле (5.2).

$$I_{\text{утяж.}Qс} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ кВ}} = 349,5 \text{ А}$$

Точные значения нагрузки десяти отходящих кабельных линий Q1кл-Q10кл неизвестны. Суммарная мощность пяти линий 1 секции шин составляет 8,2 + 3,9j МВА. Второй секции шин – 6,5 + 1,9j МВА.

В нормальном режиме можно принять, что нагрузка разделена равномерно. В таком случае номинальный ток выключателей Q1кл-Q5кл и кабельных линий КЛ1-КЛ10 может быть рассчитан по формуле (5.3).

$$I_{\text{нор.}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (5.3)$$

где n – число параллельных линий;

Для первой секции шин:

$$I_{\text{нор.КЛ1-КЛ5}} = I_{\text{нор.Q1кл-Q5кл}} = \frac{|6,5 + 1,9j| \text{ МВА}}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 15 \text{ кВ}} = 52,13 \text{ А}$$

Для второй секции шин:

$$I_{\text{нор.КЛ6-КЛ10}} = I_{\text{нор.Q6кл-Q10кл}} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 15 \text{ кВ}} = 70 \text{ А}$$

Ввиду отсутствия информации о сети кабельных линий и их нагрузке рассмотрим самый неблагоприятный вариант: 1 кабельная линия должна передавать мощность 8,2 + 3,9j МВА. В таком случае ток по выключателю и кабельной линии составит:

$$I_{\text{КЛ}} = I_{\text{Qкл}} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ кВ}} = 349,5 \text{ А}$$

Эта величина тока значительно меньше величины, с которой начинаются номинальные токи вакуумных выключателей, поэтому далее утяжеленный ток по выключателям Q1кл-Q10кл и линиям КЛ1-КЛ10 можно принять 350 А.

### 5.3 Расчет токов нормального и утяжеленного режима на напряжение 10 кВ

Для расчетов воспользуемся схемой на рисунке 5.6.

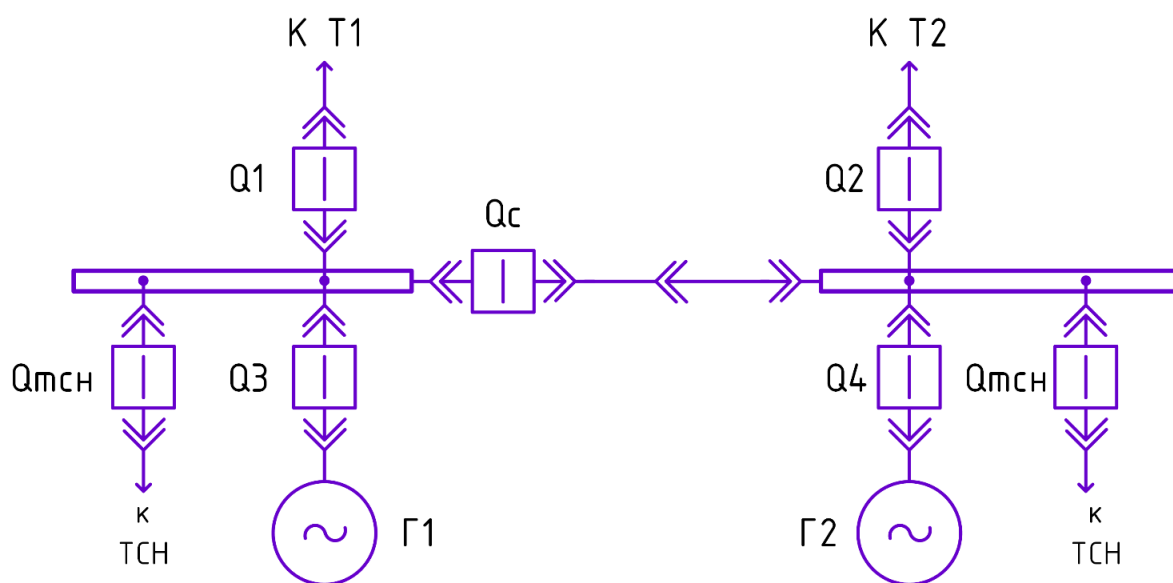


Рисунок 5.6 – Схема для расчета токов на шине 10 кВ станции

Ток генераторных выключателей Q3, Q4 в нормальном режиме может быть найден по формуле (5.4).

$$I_{\text{нор.}Q3,Q4} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi \cdot \sqrt{3}U_{\text{ном}}} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{нор.}Q3,Q4} = \frac{2,25 \text{ МВт}}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 162,38 \text{ А}$$

В утяжеленном режиме генераторные выключатели должны выдержать генерируемый ток с учетом падения напряжения на 5%:

$$I_{\text{утяж.}Q3,Q4} = \frac{2,25 \text{ МВт}}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot (10 \cdot 0,95) \text{ кВ}} = 170,93 \text{ А}$$

Секционный выключатель Qc в нормальном режиме работы выключен. Он будет использован в случае неисправности одного из трансформаторов или линий ВЛ1, ВЛ2. Максимальный ток через него при этом соответствует мощности одного генератора при падении напряжения на 5%:

$$I_{\text{утяж.}Qc} = \frac{2,25 \text{ МВт}}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot (10 \cdot 0,95) \text{ кВ}} = 170,93 \text{ А}$$

В нормальном режиме ток шинпровода 10 кВ будет равен току генераторного выключателя:

$$I_{\text{нор.ш}} = I_{\text{нор.}Q3,Q4} = 162,38 \text{ А}$$

В утяжеленном режиме в случае неисправности одного из трансформаторов, ВЛ или выключателей Q1, Q2 по любому из шинпроводов может пройти полный ток обоих генераторов (рисунок 5.7).

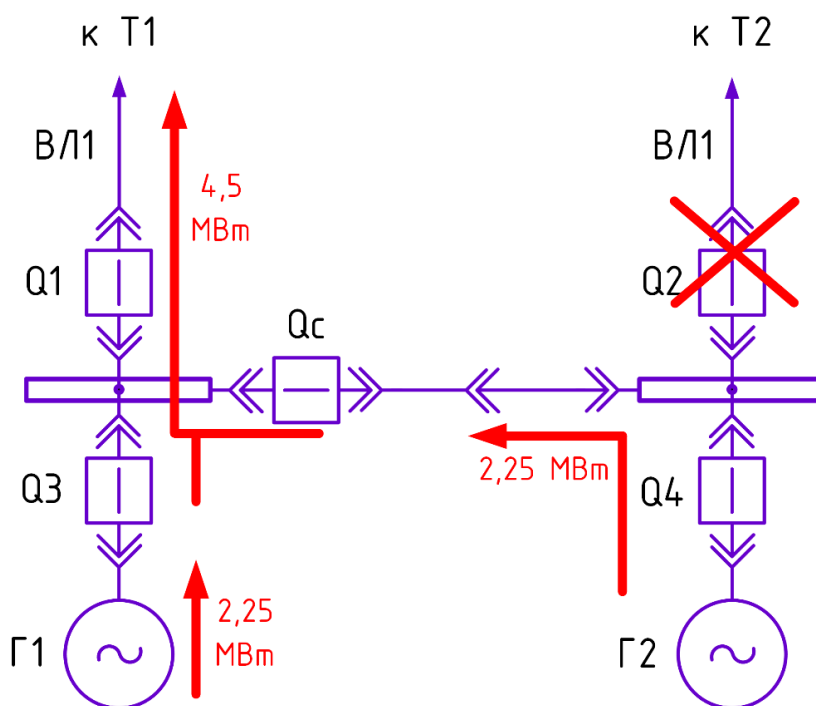


Рисунок 5.7 – Утяжеленный режим работы шинпровода

В таком случае с учетом падения напряжения на 5% ток шинпровода составит:

$$I_{\text{утяж.ш}} = \frac{4,5 \text{ МВт}}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot (10 \cdot 0,95) \text{ кВ}} = 341,85 \text{ А}$$

Ток выключателей со стороны подстанции Q1, Q2 в нормальном режиме будет равен току генераторных выключателей Q3, Q4:

$$I_{\text{нор.}Q1,Q2} = I_{\text{нор.}Q3,Q4} = 162,38 \text{ А}$$

В утяжеленном режиме выключатели Q1, Q2 должны выдержать полную мощность обоих генераторов (рисунок 5.6) с учетом падения напряжения на 5%:

$$I_{\text{утяж.}Q1,Q2} = \frac{4,5 \text{ МВт}}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot (10 \cdot 0,95) \text{ кВ}} = 341,85 \text{ А}$$

ВЛ1 и ВЛ2 - это линии, соединяющие шину 10 кВ станции и обмотку 10 кВ силового трансформатора по подстанции. Их токи идентичны токам выключателей Q1, Q2 в нормальном и утяжеленном режиме (рисунок 5.6) работы:

$$I_{\text{нор.ВЛ1,ВЛ2}} = I_{\text{нор.}Q1,Q2} = 162,38 \text{ А}$$

$$I_{\text{утяж.ВЛ1,ВЛ2}} = I_{\text{утяж.}Q1,Q2} = 341,85 \text{ А}$$

Максимальные токи выключателей линий, отходящих к ТСН рассчитываются по мощности трансформатора. Выбор его мощности будет выполнен далее, а на текущем этапе она принимается 400 кВА:

$$I_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{400 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 23,1 \text{ А} \quad (5.6)$$

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57



## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для расчета токов короткого замыкания на подстанции О-19 Полесск можно составить схему замещения от крупных генерирующих мощностей области до шин подстанции (рисунок 6.1).

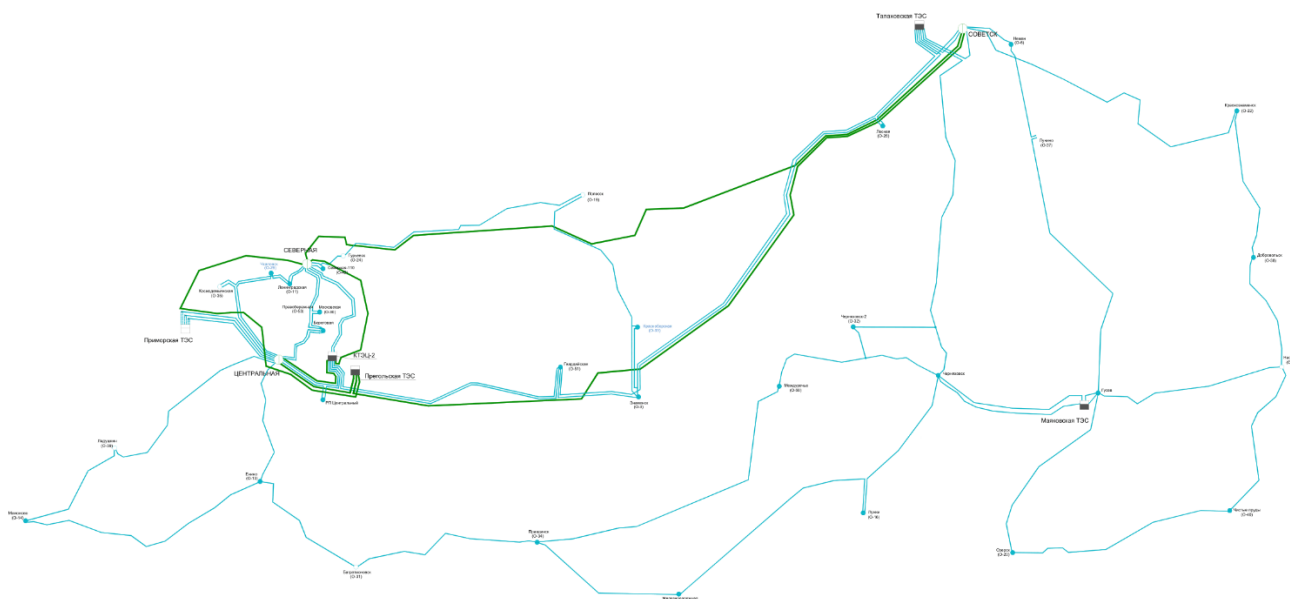


Рисунок 6.1 – Рассматриваемый участок энергосистемы

На рисунке 6.1 показаны линии, подстанции и электростанции, которые будут учтены при расчете схем замещений и токов короткого замыкания. При этом будут рассматриваться все крупные электростанции области: ТЭЦ-2, Прегольская ТЭС, Приморская ТЭС, Талаховская ТЭС и Маяковская ТЭС. Далее будут составлены схемы замещения от указанных электростанций до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск. По схемам замещения будут найдены сопротивления между станциями и рассматриваемой подстанцией.

### 6.1 Расчет схемы замещения относительно ТЭЦ-2

По карте сетей Калининградской области была составлена схема замещения от генераторов ТЭЦ-2 до шин подстанции О-19 Полесск (рисунок Г.1).

Схема на рисунке Г.1 будет разделена на 2 части:

- Сопротивление от шин ТЭЦ-2 до подстанции О-19 (рисунок 6.2)
- Сопротивление генераторов и генераторных трансформаторов ТЭЦ-2 (рисунок 6.3)

					<b>ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Шульган В.И.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Харитонов М.С.					58	20
Рцков.	Харитонов М.С.				Расчет токов короткого замыкания  ФГБОУ ВО «КГТУ» Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16–ЭЭ		
Н. Контр.	Сивуха М.Э.						
Утв.	Белей В.Ф.						

На рисунке 6.2 сопротивления между подстанциями показаны пронумерованными прямоугольниками. Прямоугольники обозначают какие-либо элементы энергосистемы, которые имеют сопротивление. В прямоугольник может входить более 1 элемента. Расшифровка содержимого прямоугольников представлена в таблице 6.1. Все сопротивления приведены к напряжению 110 кВ.

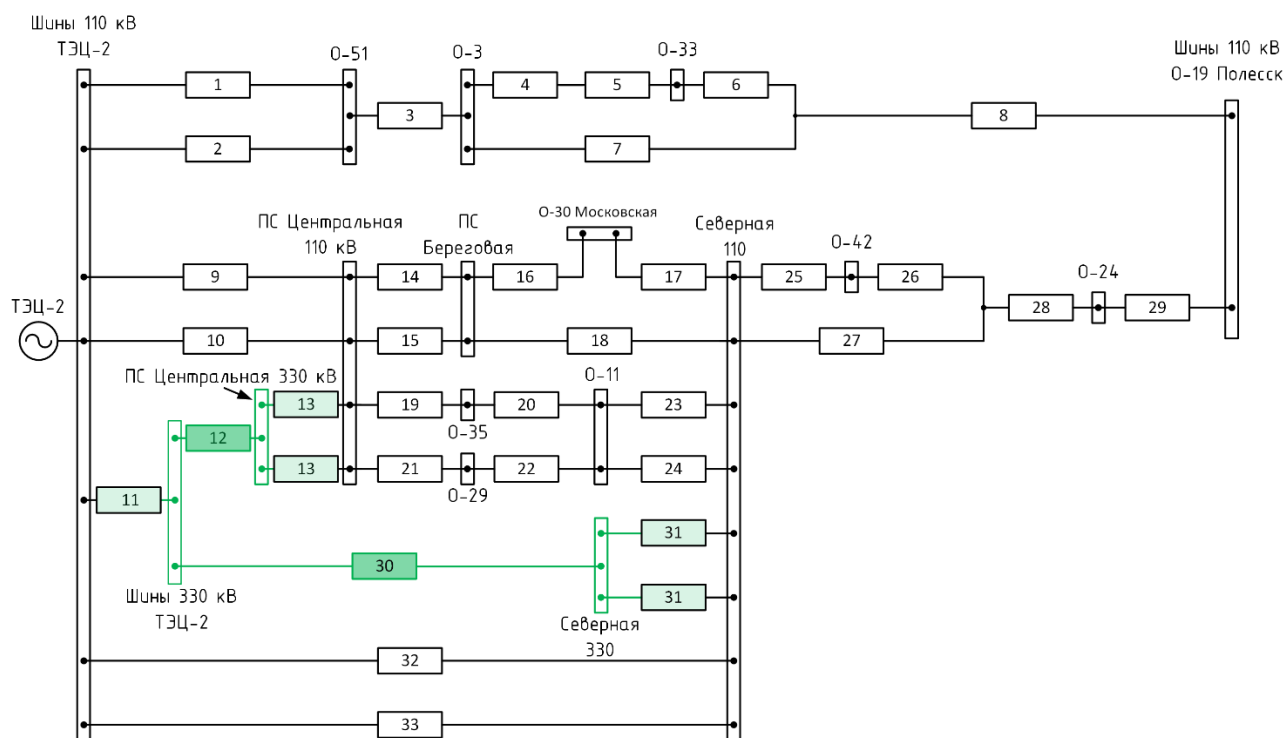


Рисунок 6.2 - Схема замещения от шин ТЭЦ-2 до О-19 Полесск

Таблица 6.1 – Скрытые в обозначениях элементы

№	Элемент системы	Величина сопротивления, Ом
1	2	3
1	ВЛ АС-195 (8,38 км), ВЛ АС-150 (17,53 км + 14,95 км)	$Z = (8,21 + 50,61j)$
2	ВЛ АС-195 (8,24 км), ВЛ АС-150 (17,47 км + 14,95 км)	$Z = (8,23 + 50,83j)$
3	ВЛ АС-150 (13,62 км)	$Z = (2,86 + 17j)$
4	ВЛ АС-150 (1,63 км)	$Z = (0,66 + 4,14j)$
5	ВЛ АС-95 (4,03 км), ВЛ АС-70 (0,51 км)	$Z = (1,37 + 5,91j)$
6	ВЛ АС-95 (1,25 км)	$Z = (0,39 + 1,65j)$
7	ВЛ АС-240 (8,74 км)	$Z = (1,88 + 5,85j)$
8	ВЛ АС-240 (26,88 км)	$Z = (5,78 + 18j)$
9	ВЛ 2хАС-300 (19,02 км)	$Z = (1 + 17,4j)$
10	ВЛ 2хАС-300 (19,1 км)	$Z = (1 + 17,4j)$
11	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
12	ВЛ 2хАС-300 (18,136 км)	$Z = (0,29 + 1,36j)$

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3
13	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
14	КВЛ АС-185 (4,66 км), КВЛ АС-240 (2,73 км), ПвПу2Г/185 (0,64 км)	$Z = (3,21 + 8,33j)$
15	КВЛ АС-185 (4,66 км), КВЛ АС-240 (2,73 км), ПвПу2Г/240 (0,64 км)	$Z = (3,26 + 8,36j)$
16	ПвПу2Г/185 (1,02 км), АС-240 (1,2 км)	$Z = (0,38 + 0,94j)$
17	ВЛ АС-185 (7,65 км), АС-240 (1,37 км)	$Z = (4,76 + 14,79j)$
18	ПвПу2Г/240 (1,02 км), АС-185 (7,68 км), АС-240 (2,42 км)	$Z = (4,5 + 14,79j)$
19	ВЛ АС-185 (8,1 км), АС-120 (6,75 км), 2хАС-95 (3,63 км)	$Z = (12 + 23,31j)$
20	ВЛ АС-120 (10,42 км)	$Z = (1,85 + 9,51j)$
21	ВЛ АС-185 (8,1 км), АС-120 (11,02 км)	$Z = (8,17 + 26,22j)$
22	ВЛ АС-120 (3,69 км)	$Z = (0,92 + 4,71j)$
23	ВЛ АС-240 (5,46 км)	$Z = (1,92 + 6,63j)$
24	ВЛ АС-240 (5,46 км)	$Z = (1,92 + 6,63j)$
25	ВЛ АС-120 (1,01 км)	$Z = (0,12 + 1,29j)$
26	ВЛ АС-120 (0,80 км)	$Z = (0,1 + 1,02j)$
27	ВЛ АС-120 (1,68 км)	$Z = (0,42 + 2,01j)$
28	ВЛ АС-120 (5,83 км)	$Z = (1,45 + 7,47j)$
29	ВЛ АС-95 (35,87 км)	$Z = (11 + 46,8j)$
30	ВЛ 2хАС-300 (32,5 км)	$Z = (0,52 + 2,44j)$
31	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
32	ВЛ АС-450 (18,5 км)	$Z = (1,99 + 21,67j)$
33	ВЛ АС-450 (18,5 км)	$Z = (1,99 + 21,67j)$

По значениям сопротивлений элементов из таблицы 6.1 можно рассчитать суммарное эквивалентное сопротивление от ТЭЦ-2 до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск.

Преобразование и соответствующие расчеты схемы замещения с рисунка 6.2 приведены в приложении Д.

Итоговое эквивалентное сопротивление от шин ТЭЦ-2 до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск  $Z_{\text{этэц2}}$  составит  $6,717 + 30,921j$  Ом.

Помимо найденного эквивалентного сопротивления, необходимо учесть сопротивление генераторов и генераторных трансформаторов ТЭЦ-2 (рисунок 6.3). Необходимые для этого данные представлены в таблицах 6.2, 6.3.

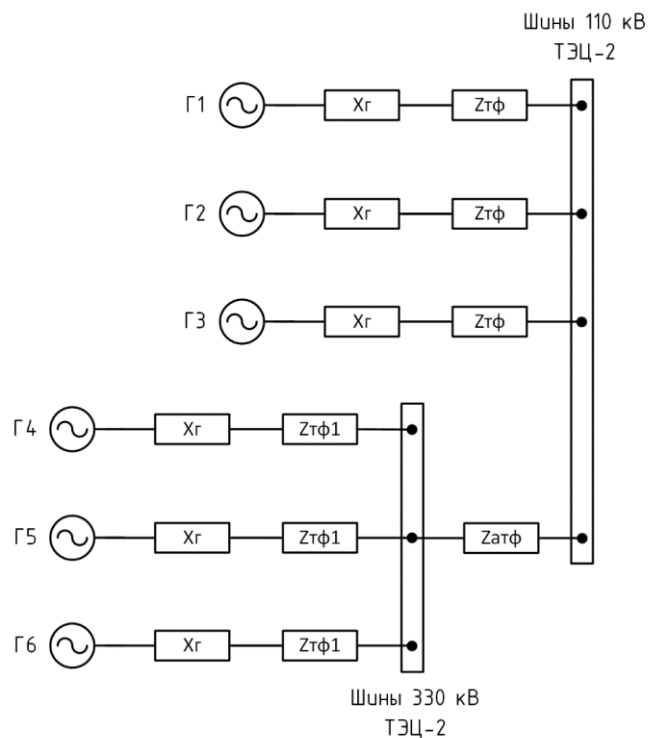


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета сопротивления ТЭЦ-2

Таблица 6.2 – Параметры генераторов ТЭЦ-2

Обозначение	Сопротивление, Ом	Напряжение, кВ
Г1-Г6	$0,296j$	16,95

Таблица 6.3 – Параметры трансформаторов ТЭЦ-2

Обозначение	Мощность, МВА	Сопротивление, Ом	Коэффициент трансформации
$Z_{тф}$	200	$0,21 + 8j$	7,3
$Z_{тф1}$	200	$1,68 + 66j$	20,95

Перед расчетом сопротивление генераторов и трансформаторов должно быть приведено к напряжению 110 кВ:

$$Z'_{тф1} = Z_{тф1} \cdot \frac{U_{нн}^2}{U_{вн}^2} = 1,68 + 66j \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{(16,95 \text{ кВ} \cdot 20,95)^2} = 0,161 + 6,333j \text{ Ом} \quad (6.1)$$

$$X'_г = X_г \cdot \frac{U_{вн}^2}{U_{нн}^2} = 0,296j \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{(16,95 \text{ кВ})^2} = 12,466j \text{ Ом} \quad (6.2)$$

Сопротивление автотрансформатора связи шин 110 кВ и 330 кВ было найдено ранее (таблица 6.1).

Эквивалентное сопротивление от генераторов до шин 110 кВ ТЭЦ-2 может быть найдено по формуле (6.3).

$$Z_{\text{гтэц2}} = \frac{1}{\frac{1}{\frac{X'_r + Z_{\text{тф}}}{3}} + \frac{1}{\frac{X'_r + Z'_{\text{тф1}}}{3}} + Z_{\text{атф}}} = 0,036 + 4,446j \text{ Ом} \quad (6.3)$$

Суммарное сопротивление от генераторов ТЭЦ-2 до шин 110 кВ подстанции О-19 составит:

$$Z_{\text{тэц2}} = Z_{\text{гтэц2}} + Z_{\text{этэц2}} = 6,753 + 35,367j \text{ Ом} \quad (6.4)$$

## 6.2 Расчет схемы замещения относительно Прегольской ТЭС

По карте сетей Калининградской области была составлена схема замещения от генераторов Прегольской ТЭС до шин подстанции О-19 Полесск (рисунок Г.2).

Схема на рисунке Г.2 будет разделена на 2 части:

- Сопротивление от шин Прегольской ТЭС до подстанции О-19 (рисунок 6.4)
- Сопротивление генераторов и генераторных трансформаторов Прегольской ТЭС (рисунок 6.5)

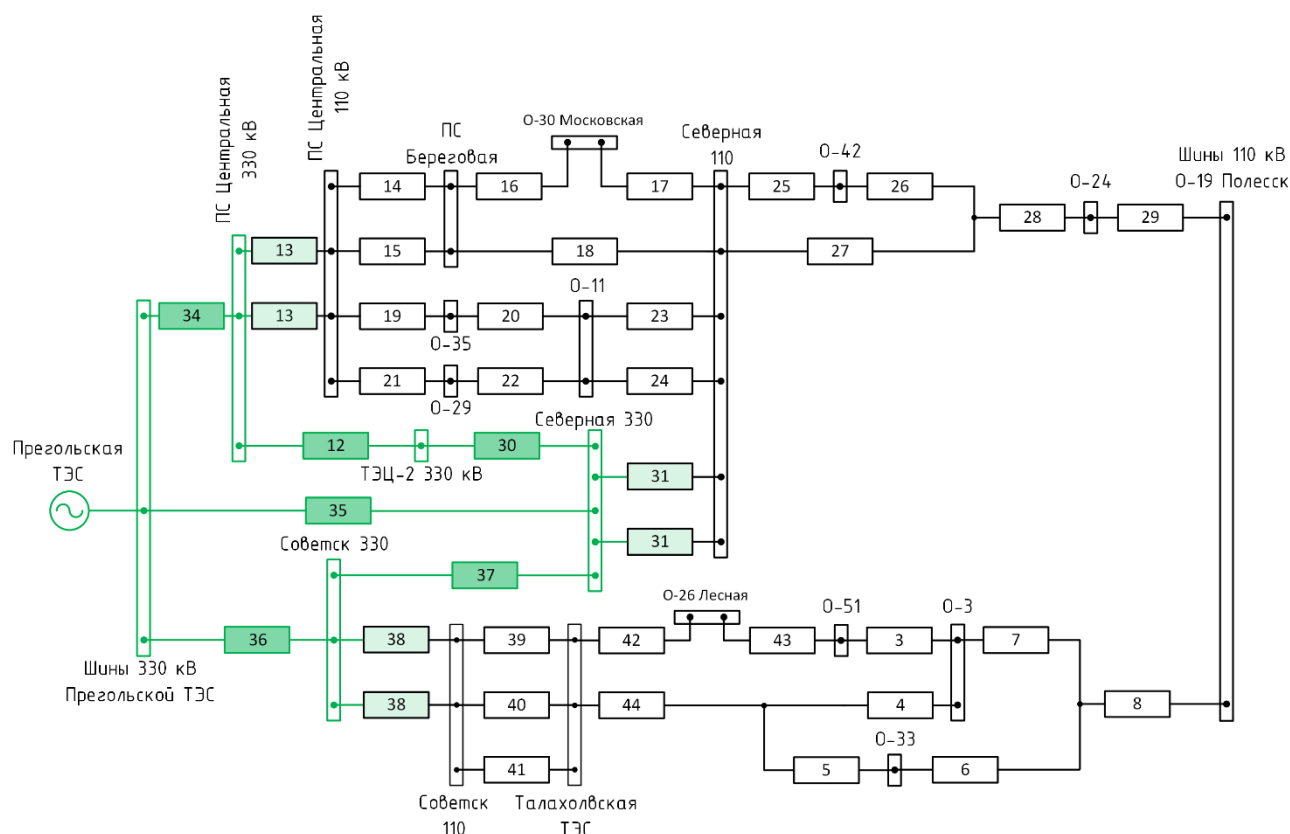


Рисунок 6.4 - Схема замещения от шин Прегольской ТЭС до О-19 Полесск

На рисунке 6.4 сопротивления между подстанциями показаны пронумерованными прямоугольниками. Прямоугольники обозначают какие-либо элементы энергосистемы, которые имеют сопротивление. В прямоугольник может входить более 1 элемента. Расшифровка содержимого прямоугольников представлена в таблице 6.4. Все сопротивления приведены к напряжению 110 кВ.

Таблица 6.4 – Скрытые в обозначениях элементы

№	Элемент системы	Величина сопротивления, Ом
3	ВЛ АС-150 (13,62 км)	$Z = (2,86 + 17j)$
4	ВЛ АС-150 (1,63 км)	$Z = (0,66 + 4,14j)$
5	ВЛ АС-95 (4,03 км), ВЛ АС-70 (0,51 км)	$Z = (1,37 + 5,91j)$
6	ВЛ АС-95 (1,25 км)	$Z = (0,39 + 1,65j)$
7	ВЛ АС-240 (8,74 км)	$Z = (1,88 + 5,85j)$
8	ВЛ АС-240 (26,88 км)	$Z = (5,78 + 18j)$
12	ВЛ 2хАС-300 (18,136 км)	$Z = (0,29 + 1,36j)$
13	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
14	КВЛ АС-185 (4,66 км), КВЛ АС-240 (2,73 км), ПвПу2Г/185 (0,64 км)	$Z = (3,21 + 8,33j)$
15	КВЛ АС-185 (4,66 км), КВЛ АС-240 (2,73 км), ПвПу2Г/240 (0,64 км)	$Z = (3,26 + 8,36j)$
16	ПвПу2Г/185 (1,02 км), АС-240 (1,2 км)	$Z = (0,38 + 0,94j)$
17	ВЛ АС-185 (7,65 км), АС-240 (1,37 км)	$Z = (4,76 + 14,79j)$
18	ПвПу2Г/240 (1,02 км), АС-185 (7,68 км), АС-240 (2,42 км)	$Z = (4,5 + 14,79j)$
19	ВЛ АС-185 (8,1 км), АС-120 (6,75 км), 2хАС-95 (3,63 км)	$Z = (12 + 23,31j)$
20	ВЛ АС-120 (10,42 км)	$Z = (1,85 + 9,51j)$
21	ВЛ АС-185 (8,1 км), АС-120 (11,02 км)	$Z = (8,17 + 26,22j)$
22	ВЛ АС-120 (3,69 км)	$Z = (0,92 + 4,71j)$
23	ВЛ АС-240 (5,46 км)	$Z = (1,92 + 6,63j)$
24	ВЛ АС-240 (5,46 км)	$Z = (1,92 + 6,63j)$
25	ВЛ АС-120 (1,01 км)	$Z = (0,12 + 1,29j)$
26	ВЛ АС-120 (0,80 км)	$Z = (0,1 + 1,02j)$
27	ВЛ АС-120 (1,68 км)	$Z = (0,42 + 2,01j)$
28	ВЛ АС-120 (5,83 км)	$Z = (1,45 + 7,47j)$
29	ВЛ АС-95 (35,87 км)	$Z = (11 + 46,8j)$
30	ВЛ 2хАС-300 (32,5 км)	$Z = (0,52 + 2,44j)$
31	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
34	ВЛ 2хАС-240 (13,55 км)	$Z = (0,15 + 0,618j)$
35	ВЛ 2хАС-240 (64,73 км)	$Z = (1,032 + 4,838j)$
36	ВЛ 2хАС-240 (114,65 км)	$Z = (3,778 + 14,378j)$
37	ВЛ 2хАС-240 (105,28 км)	$Z = (3,104 + 11,844j)$
38	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,35j$
39	ВЛ АС-240 (19,02 км), АС-150 (6,69 км)	$Z = (11,65 + 32,82j)$
40	ВЛ АС-240 (18,92 км), АС-150 (6,81 км)	$Z = (11,65 + 32,82j)$
41	ВЛ АС-300 (28,63 км)	$Z = (11,58 + 36,92j)$
42	ВЛ АС-240 (19 км), АС-150 (10,9 км)	$Z = (13,24 + 36,58j)$
43	ВЛ АС-150 (67,43 км)	$Z = (13,39 + 84,95j)$
44	ВЛ АС-240 (19 км), АС-150 (64,23 км)	$Z = (16,22 + 111,9j)$



По значениям сопротивлений элементов из таблицы 6.4 можно рассчитать суммарное эквивалентное сопротивление от Прегольской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск.

Преобразование и соответствующие расчеты схемы замещения с рисунка 6.6 приведены в приложении Д.

Итоговое эквивалентное сопротивление от шин Прегольской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск  $Z_{\text{эпр}}$  составит  $8,496 + 38,203j$  Ом Ом.

Помимо найденного эквивалентного сопротивления, необходимо учесть сопротивление генераторов и генераторных трансформаторов станции (рисунок 6.5). Необходимые для этого данные представлены в таблицах 6.5, 6.6.

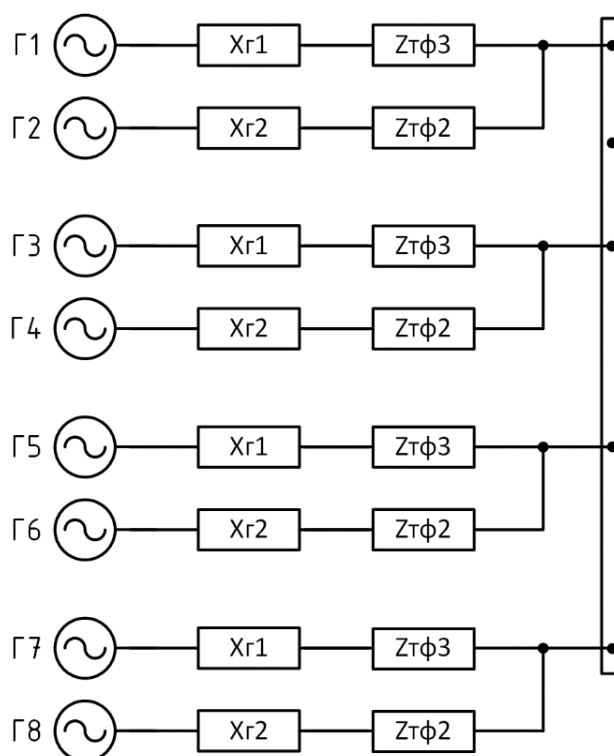


Рисунок 6.5 – Схема замещения для расчета сопротивления Прегольской ТЭС

Таблица 6.5 – Параметры генераторов Прегольской ТЭС

Обозначение	Сопротивление, Ом	Напряжение, кВ
Г1, Г3, Г5, Г7	$0,216j$	11,34
Г2, Г4, Г6, Г8	$0,39j$	11,34

Таблица 6.6 – Параметры трансформаторов Прегольской ТЭС

Обозначение	Мощность, МВА	Сопротивление, Ом	Коэффициент трансформации
$Z_{\text{ТФ2}}$	63	$106j$	31,25
$Z_{\text{ТФ3}}$	125	$190j$	31,25

Перед расчетом сопротивление генераторов и трансформаторов должно быть приведено к напряжению 110 кВ:

$$Z'_{\text{тф2}} = Z_{\text{тф2}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}^2}{U_{\text{ВН}}^2} = 106j \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{(11,34 \text{ кВ} \cdot 31,25)^2} = 10,213j \text{ Ом} \quad (6.5)$$

$$Z'_{\text{тф3}} = Z_{\text{тф3}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}^2}{U_{\text{ВН}}^2} = 190j \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{(11,34 \text{ кВ} \cdot 31,25)^2} = 18,307j \text{ Ом} \quad (6.6)$$

$$X'_{\text{г1}} = X_{\text{г1}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{U_{\text{НН}}^2} = 0,216j \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{(11,34 \text{ кВ})^2} = 20,324j \text{ Ом} \quad (6.7)$$

$$X'_{\text{г2}} = X'_{\text{г2}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{U_{\text{НН}}^2} = 0,39j \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{(11,34 \text{ кВ})^2} = 36,696j \text{ Ом} \quad (6.8)$$

Эквивалентное сопротивление от генераторов до шин 330 кВ Прегольской ТЭС может быть найдено по формуле (6.9).

$$Z_{\text{гпр}} = \frac{\frac{1}{\frac{1}{X'_{\text{г1}} + Z'_{\text{тф3}}} + \frac{1}{X'_{\text{г2}} + Z'_{\text{тф2}}}}}{4} = 5,296j \text{ Ом} \quad (6.9)$$

Суммарное сопротивление от генераторов Прегольской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 составит:

$$Z_{\text{прег}} = Z_{\text{гпр}} + Z_{\text{эпр}} = 8,496 + 43,499j \text{ Ом} \quad (6.10)$$

### 6.3 Расчет схемы замещения относительно Приморской ТЭС

По карте сетей Калининградской области была составлена схема замещения от генераторов Приморской ТЭС до шин подстанции О-19 Полесск (рисунок Г.3).

Схема на рисунке Г.3 будет разделена на 2 части:

- Сопротивление от шин Приморской ТЭС до подстанции О-19 (рисунок 6.6)
- Сопротивление генераторов и генераторных трансформаторов Приморской ТЭС (рисунок 6.7)

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

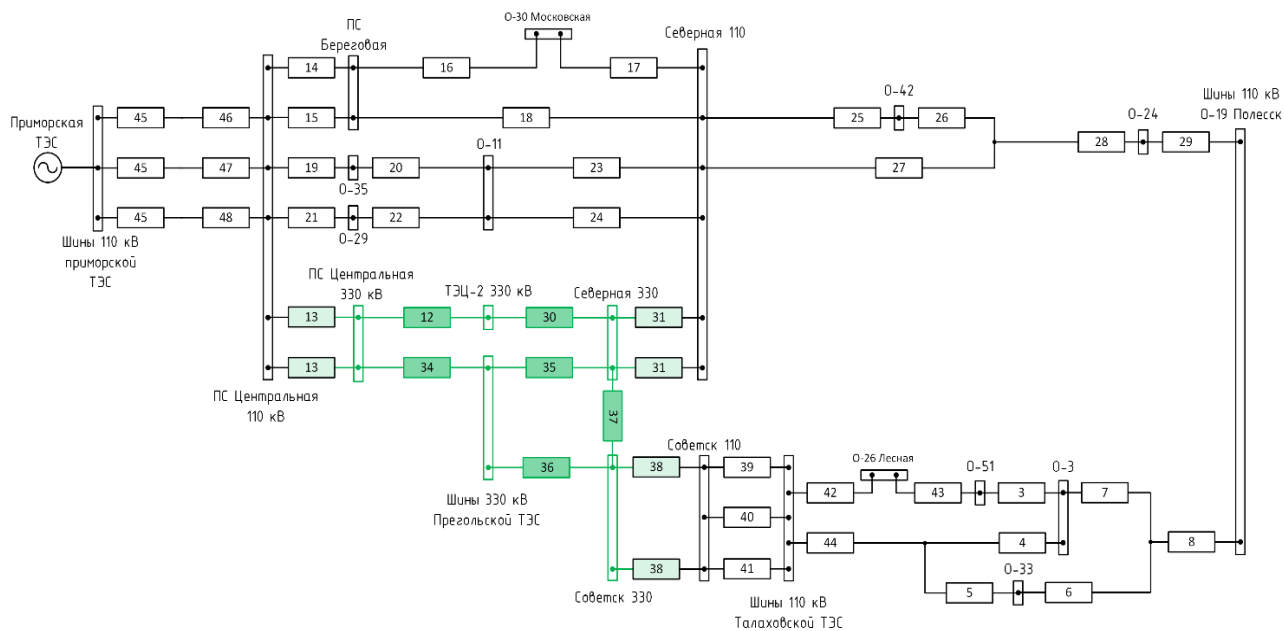


Рисунок 6.6 - Схема замещения от шин Приморской ТЭС до О-19 Полесск

На рисунке 6.6 сопротивления между подстанциями показаны пронумерованными прямоугольниками. Прямоугольники обозначают какие-либо элементы энергосистемы, которые имеют сопротивление. В прямоугольник может входить более 1 элемента. Расшифровка содержимого прямоугольников представлена в таблице 6.7. Все сопротивления приведены к напряжению 110 кВ.

Таблица 6.7 – Скрытые в обозначениях элементы

№	Элемент системы	Величина сопротивления, Ом
1	2	3
3	ВЛ АС-150 (13,62 км)	$Z = (2,86 + 17j)$
4	ВЛ АС-150 (1,63 км)	$Z = (0,66 + 4,14j)$
5	ВЛ АС-95 (4,03 км), ВЛ АС-70 (0,51 км)	$Z = (1,37 + 5,91j)$
6	ВЛ АС-95 (1,25 км)	$Z = (0,39 + 1,65j)$
7	ВЛ АС-240 (8,74 км)	$Z = (1,88 + 5,85j)$
8	ВЛ АС-240 (26,88 км)	$Z = (5,78 + 18j)$
12	ВЛ 2хАС-300 (18,136 км)	$Z = (0,29 + 1,36j)$
13	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
14	КВЛ АС-185 (4,66 км), КВЛ АС-240 (2,73 км), ПвПу2Г/185 (0,64 км)	$Z = (3,21 + 8,33j)$
15	КВЛ АС-185 (4,66 км), КВЛ АС-240 (2,73 км), ПвПу2Г/240 (0,64 км)	$Z = (3,26 + 8,36j)$
16	ПвПу2Г/185 (1,02 км), АС-240 (1,2 км)	$Z = (0,38 + 0,94j)$
17	ВЛ АС-185 (7,65 км), АС-240 (1,37 км)	$Z = (4,76 + 14,79j)$
18	ПвПу2Г/240 (1,02 км), АС-185 (7,68 км), АС-240 (2,42 км)	$Z = (4,5 + 14,79j)$
19	ВЛ АС-185 (8,1 км), АС-120 (6,75 км), 2хАС-95 (3,63 км)	$Z = (12 + 23,31j)$
20	ВЛ АС-120 (10,42 км)	$Z = (1,85 + 9,51j)$
21	ВЛ АС-185 (8,1 км), АС-120 (11,02 км)	$Z = (8,17 + 26,22j)$
22	ВЛ АС-120 (3,69 км)	$Z = (0,92 + 4,71j)$
23	ВЛ АС-240 (5,46 км)	$Z = (1,92 + 6,63j)$
24	ВЛ АС-240 (5,46 км)	$Z = (1,92 + 6,63j)$

Продолжение таблицы 6.7

1	2	3
25	ВЛ АС-120 (1,01 км)	$Z = (0,12 + 1,29j)$
26	ВЛ АС-120 (0,80 км)	$Z = (0,1 + 1,02j)$
27	ВЛ АС-120 (1,68 км)	$Z = (0,42 + 2,01j)$
28	ВЛ АС-120 (5,83 км)	$Z = (1,45 + 7,47j)$
29	ВЛ АС-95 (35,87 км)	$Z = (11 + 46,8j)$
30	ВЛ 2хАС-300 (32,5 км)	$Z = (0,52 + 2,44j)$
31	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
34	ВЛ 2хАС-240 (13,55 км)	$Z = (0,15 + 0,618j)$
35	ВЛ 2хАС-240 (64,73 км)	$Z = (1,032 + 4,838j)$
36	ВЛ 2хАС-240 (114,65 км)	$Z = (3,778 + 14,378j)$
37	ВЛ 2хАС-240 (105,28 км)	$Z = (3,104 + 11,844j)$
38	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,35j$
39	ВЛ АС-240 (19,02 км), АС-150 (6,69 км)	$Z = (11,65 + 32,82j)$
40	ВЛ АС-240 (18,92 км), АС-150 (6,81 км)	$Z = (11,65 + 32,82j)$
41	ВЛ АС-300 (28,63 км)	$Z = (11,58 + 36,92j)$
42	ВЛ АС-240 (19 км), АС-150 (10,9 км)	$Z = (13,24 + 36,58j)$
43	ВЛ АС-150 (67,43 км)	$Z = (13,39 + 84,95j)$
44	ВЛ АС-240 (19 км), АС-150 (64,23 км)	$Z = (16,22 + 111,9j)$
45	ВЛ 2хАС-150 (0,4 км)	$Z = (0,24 + 2,43j)$
46	ВЛ АС-150 (15,13 км)	$Z = (1,95 + 11,74j)$
47	ВЛ АС-150 (15,14 км), АС-185 (0,76 км)	$Z = (3,45 + 23,1j)$
48	ВЛ АС-150 (15,14 км), АС-185 (0,76 км)	$Z = (3,08 + 19,59j)$

По значениям сопротивлений элементов из таблицы 6.7 можно рассчитать суммарное эквивалентное сопротивление от Приморской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск.

Преобразование и соответствующие расчеты схемы замещения с рисунка 6.9 приведены в приложении Д.

Итоговое эквивалентное сопротивление от шин Приморской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск  $Z_{эприм}$  составит  $9,688 + 45,517j$  Ом.

Помимо найденного эквивалентного сопротивления, необходимо учесть сопротивление генераторов и генераторных трансформаторов станции (рисунок 6.7). Необходимые для этого данные представлены в таблицах 6.8, 6.9.

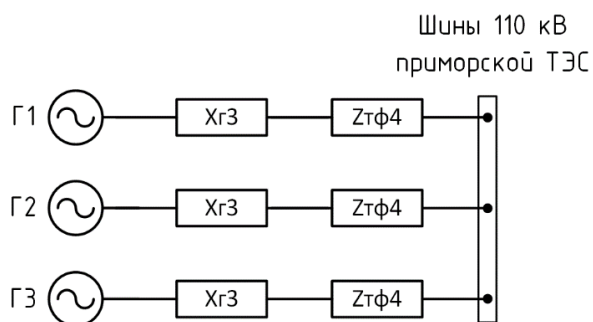


Рисунок 6.7 – Схема замещения для расчета сопротивления Приморской ТЭС

Таблица 6.8 – Параметры генераторов Приморской ТЭС

Обозначение	Сопротивление, Ом	Напряжение, кВ
Г1-Г3	0,265j	11,34

Таблица 6.9 – Параметры трансформаторов Приморской ТЭС

Обозначение	Мощность, МВА	Сопротивление, Ом	Коэффициент трансформации
Z <sub>тф4</sub>	63	24,4j	10,925

Перед расчетом сопротивление генераторов должно быть приведено к напряжению 110 кВ:

$$X'_{г3} = X_{г3} \cdot \frac{U_{вн}^2}{U_{нн}^2} = 0,265j \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{(11,34 \text{ кВ})^2} = 24,935j \text{ Ом} \quad (6.11)$$

Эквивалентное сопротивление от генераторов до шин 110 кВ Приморской ТЭС может быть найдено по формуле (6.12).

$$Z_{гприм} = \frac{X_{г3} + Z_{тф4}}{3} = 16,445i \text{ Ом} \quad (6.12)$$

Суммарное сопротивление от генераторов Приморской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 составит:

$$Z_{прим} = Z_{гприм} + Z_{эприм} = 9,688 + 61,962j \text{ Ом} \quad (6.13)$$

#### 6.4 Расчет схемы замещения относительно Талаховской ТЭС

По карте сетей Калининградской области была составлена схема замещения от генераторов Талаховской ТЭС до шин подстанции О-19 Полесск (рисунок Г.4).

Схема на рисунке Г.4 будет разделена на 2 части:

- Сопротивление от шин Талаховской ТЭС до подстанции О-19 (рисунок 6.8)
- Сопротивление генераторов и генераторных трансформаторов Талаховской ТЭС (рисунок 6.9)

На рисунке 6.8 сопротивления между подстанциями показаны пронумерованными прямоугольниками. Прямоугольники обозначают какие-либо элементы энергосистемы, которые имеют сопротивление. В прямоугольник может входить более 1 элемента. Расшифровка содержимого прямоугольников представлена в таблице 6.10. Все сопротивления приведены к напряжению 110 кВ.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

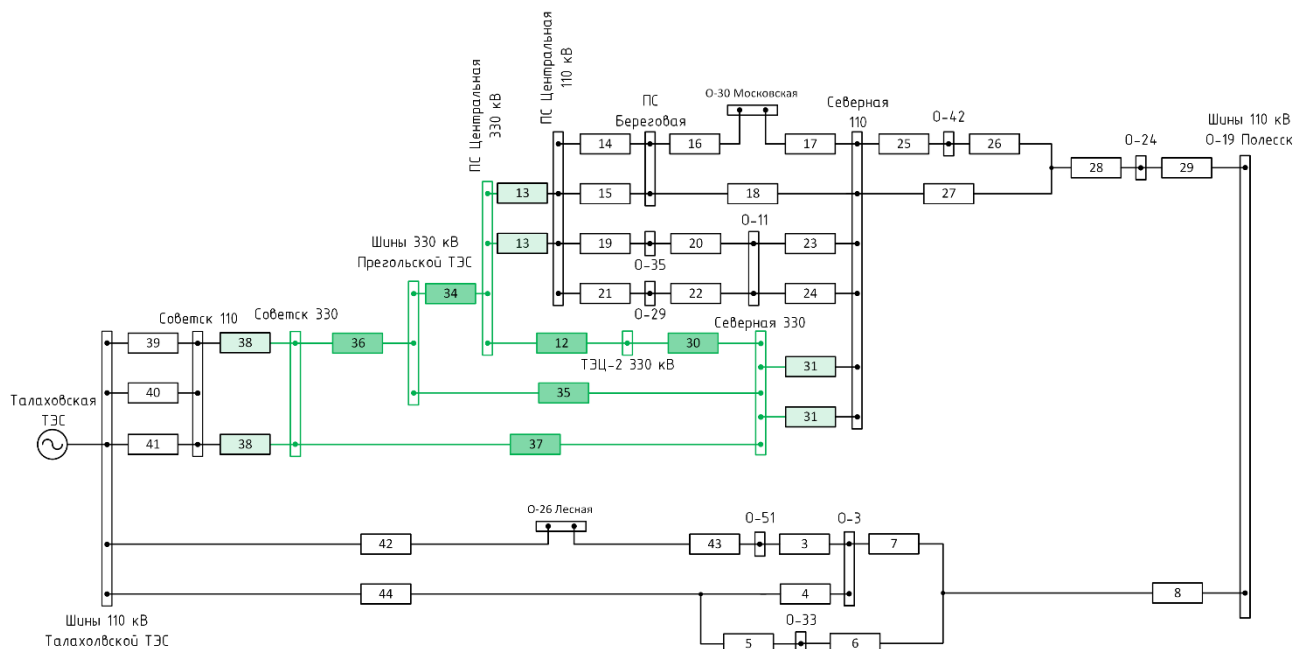


Рисунок 6.8 - Схема замещения от шин Талаховской ТЭС до О-19 Полесск

Таблица 6.10 – Скрытые в обозначениях элементы

№	Элемент системы	Величина сопротивления, Ом
1	2	3
3	ВЛ АС-150 (13,62 км)	$Z = (2,86 + 17j)$
4	ВЛ АС-150 (1,63 км)	$Z = (0,66 + 4,14j)$
5	ВЛ АС-95 (4,03 км), ВЛ АС-70 (0,51 км)	$Z = (1,37 + 5,91j)$
6	ВЛ АС-95 (1,25 км)	$Z = (0,39 + 1,65j)$
7	ВЛ АС-240 (8,74 км)	$Z = (1,88 + 5,85j)$
8	ВЛ АС-240 (26,88 км)	$Z = (5,78 + 18j)$
12	ВЛ 2хАС-300 (18,136 км)	$Z = (0,29 + 1,36j)$
13	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
14	КВЛ АС-185 (4,66 км), КВЛ АС-240 (2,73 км), ПвПу2Г/185 (0,64 км)	$Z = (3,21 + 8,33j)$
15	КВЛ АС-185 (4,66 км), КВЛ АС-240 (2,73 км), ПвПу2Г/240 (0,64 км)	$Z = (3,26 + 8,36j)$
16	ПвПу2Г/185 (1,02 км), АС-240 (1,2 км)	$Z = (0,38 + 0,94j)$
17	ВЛ АС-185 (7,65 км), АС-240 (1,37 км)	$Z = (4,76 + 14,79j)$
18	ПвПу2Г/240 (1,02 км), АС-185 (7,68 км), АС-240 (2,42 км)	$Z = (4,5 + 14,79j)$
19	ВЛ АС-185 (8,1 км), АС-120 (6,75 км), 2хАС-95 (3,63 км)	$Z = (12 + 23,31j)$
20	ВЛ АС-120 (10,42 км)	$Z = (1,85 + 9,51j)$
21	ВЛ АС-185 (8,1 км), АС-120 (11,02 км)	$Z = (8,17 + 26,22j)$
22	ВЛ АС-120 (3,69 км)	$Z = (0,92 + 4,71j)$
23	ВЛ АС-240 (5,46 км)	$Z = (1,92 + 6,63j)$
24	ВЛ АС-240 (5,46 км)	$Z = (1,92 + 6,63j)$
25	ВЛ АС-120 (1,01 км)	$Z = (0,12 + 1,29j)$
26	ВЛ АС-120 (0,80 км)	$Z = (0,1 + 1,02j)$
27	ВЛ АС-120 (1,68 км)	$Z = (0,42 + 2,01j)$
28	ВЛ АС-120 (5,83 км)	$Z = (1,45 + 7,47j)$
29	ВЛ АС-95 (35,87 км)	$Z = (11 + 46,8j)$



Продолжение таблицы 6.10

1	2	3
30	ВЛ 2хАС-300 (32,5 км)	$Z = (0,52 + 2,44j)$
31	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
34	ВЛ 2хАС-240 (13,55 км)	$Z = (0,15 + 0,618j)$
35	ВЛ 2хАС-240 (64,73 км)	$Z = (1,032 + 4,838j)$
36	ВЛ 2хАС-240 (114,65 км)	$Z = (3,778 + 14,378j)$
37	ВЛ 2хАС-240 (105,28 км)	$Z = (3,104 + 11,844j)$
38	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,35j$
39	ВЛ АС-240 (19,02 км), АС-150 (6,69 км)	$Z = (11,65 + 32,82j)$
40	ВЛ АС-240 (18,92 км), АС-150 (6,81 км)	$Z = (11,65 + 32,82j)$
41	ВЛ АС-300 (28,63 км)	$Z = (11,58 + 36,92j)$
42	ВЛ АС-240 (19 км), АС-150 (10,9 км)	$Z = (13,24 + 36,58j)$
43	ВЛ АС-150 (67,43 км)	$Z = (13,39 + 84,95j)$
44	ВЛ АС-240 (19 км), АС-150 (64,23 км)	$Z = (16,22 + 111,9j)$

По значениям сопротивлений элементов из таблицы 6.10 можно рассчитать суммарное эквивалентное сопротивление от Талаховской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск.

Преобразование и соответствующие расчеты схемы замещения с рисунка 6.12 приведены в приложении Д.

Итоговое эквивалентное сопротивление от шин Приморской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск  $Z_{\text{эТ}}$  составит  $9,005 + 40,566j$  Ом.

Помимо найденного эквивалентного сопротивления, необходимо учесть сопротивление генераторов и генераторных трансформаторов станции (рисунок 6.9). Необходимые для этого данные представлены в таблицах 6.11, 6.12.

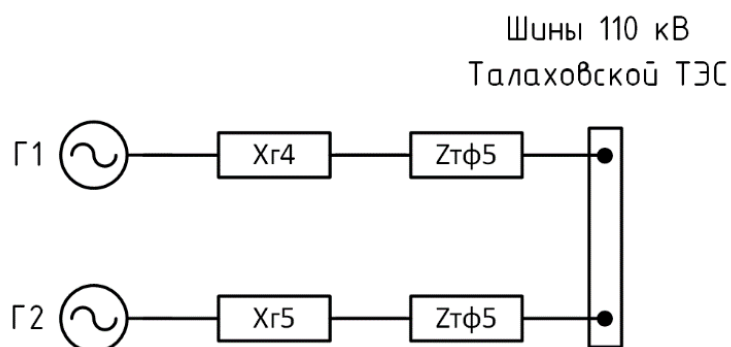


Рисунок 6.9 – Схема замещения для расчета сопротивления Талаховской ТЭС

Таблица 6.11 – Параметры генераторов Талаховской ТЭС

Обозначение	Сопротивление, Ом	Напряжение, кВ
Г1	$0,211j$	11,34
Г2	$0,213j$	11,34

Таблица 6.12 – Параметры трансформаторов Талаховской ТЭС

Обозначение	Мощность, МВА	Сопротивление, Ом	Коэффициент трансформации
$Z_{тф5}$	125	$0,325 + 10,648j$	11,49

Перед расчетом сопротивление генераторов должно быть приведено к напряжению 110 кВ:

$$X'_{г4} = X_{г4} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{U_{НН}^2} = 0,211j \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{(11,34 \text{ кВ})^2} = 19,854j \text{ Ом} \quad (6.14)$$

$$X'_{г5} = X_{г5} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{U_{НН}^2} = 0,213j \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{(11,34 \text{ кВ})^2} = 20,042j \text{ Ом} \quad (6.15)$$

Эквивалентное сопротивление от генераторов до шин 110 кВ Талаховской ТЭС может быть найдено по формуле (6.16).

$$Z_{гт} = \frac{1}{\frac{1}{X'_{г4} + Z_{тф4}} + \frac{1}{X'_{г5} + Z_{тф4}}} = 0,163 + 15,298j \text{ Ом} \quad (6.16)$$

Суммарное сопротивление от генераторов Талаховской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 составит:

$$Z_{тал} = Z_{гт} + Z_{эт} = 9,168 + 55,863j \text{ Ом} \quad (6.17)$$

#### 6.5 Расчет схемы замещения относительно Маяковской ТЭС

По карте сетей Калининградской области была составлена схема замещения от генераторов Маяковской ТЭС до шин подстанции О-19 Полесск (рисунок Г.5).

Схема на рисунке Г.5 будет разделена на 2 части:

- Сопротивление от шин Маяковской ТЭС до подстанции О-19 (рисунок 6.10)
- Сопротивление генераторов и генераторных трансформаторов Маяковской ТЭС (рисунок 6.11)

На рисунке 6.10 сопротивления между подстанциями показаны пронумерованными прямоугольниками. Прямоугольники обозначают какие-либо элементы энергосистемы, которые имеют сопротивление. В прямоугольник может входить более 1 элемента. Расшифровка содержимого прямоугольников представлена в таблице 6.13. Все сопротивления приведены к напряжению 110 кВ.

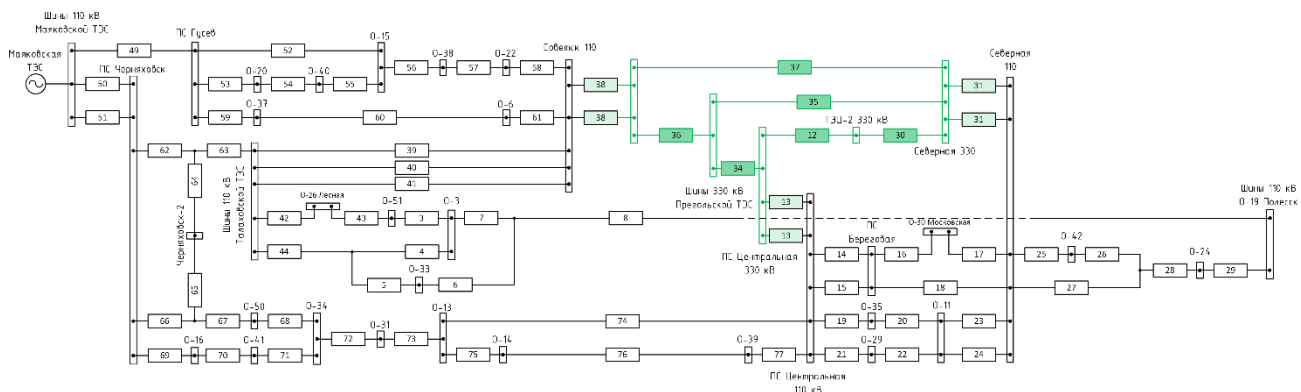


Рисунок 6.10 - Схема замещения от шин Маяковской ТЭС до О-19 Полесск

Таблица 6.13 – Скрытые в обозначениях элементы

№	Элемент системы	Величина сопротивления, Ом
1	2	3
3	ВЛ АС-150 (13,62 км)	$Z = (2,86 + 17j)$
4	ВЛ АС-150 (1,63 км)	$Z = (0,66 + 4,14j)$
5	ВЛ АС-95 (4,03 км), ВЛ АС-70 (0,51 км)	$Z = (1,37 + 5,91j)$
6	ВЛ АС-95 (1,25 км)	$Z = (0,39 + 1,65j)$
7	ВЛ АС-240 (8,74 км)	$Z = (1,88 + 5,85j)$
8	ВЛ АС-240 (26,88 км)	$Z = (5,78 + 18j)$
12	ВЛ 2хАС-300 (18,136 км)	$Z = (0,29 + 1,36j)$
13	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
14	КВЛ АС-185 (4,66 км), КВЛ АС-240 (2,73 км), ПвПу2Г/185 (0,64 км)	$Z = (3,21 + 8,33j)$
15	КВЛ АС-185 (4,66 км), КВЛ АС-240 (2,73 км), ПвПу2Г/240 (0,64 км)	$Z = (3,26 + 8,36j)$
16	ПвПу2Г/185 (1,02 км), АС-240 (1,2 км)	$Z = (0,38 + 0,94j)$
17	ВЛ АС-185 (7,65 км), АС-240 (1,37 км)	$Z = (4,76 + 14,79j)$
18	ПвПу2Г/240 (1,02 км), АС-185 (7,68 км), АС-240 (2,42 км)	$Z = (4,5 + 14,79j)$
19	ВЛ АС-185 (8,1 км), АС-120 (6,75 км), 2хАС-95 (3,63 км)	$Z = (12 + 23,31j)$
20	ВЛ АС-120 (10,42 км)	$Z = (1,85 + 9,51j)$
21	ВЛ АС-185 (8,1 км), АС-120 (11,02 км)	$Z = (8,17 + 26,22j)$
22	ВЛ АС-120 (3,69 км)	$Z = (0,92 + 4,71j)$
23	ВЛ АС-240 (5,46 км)	$Z = (1,92 + 6,63j)$
24	ВЛ АС-240 (5,46 км)	$Z = (1,92 + 6,63j)$
25	ВЛ АС-120 (1,01 км)	$Z = (0,12 + 1,29j)$
26	ВЛ АС-120 (0,80 км)	$Z = (0,1 + 1,02j)$
27	ВЛ АС-120 (1,68 км)	$Z = (0,42 + 2,01j)$
28	ВЛ АС-120 (5,83 км)	$Z = (1,45 + 7,47j)$
29	ВЛ АС-95 (35,87 км)	$Z = (11 + 46,8j)$
30	ВЛ 2хАС-300 (32,5 км)	$Z = (0,52 + 2,44j)$
31	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,5j$
34	ВЛ 2хАС-240 (13,55 км)	$Z = (0,15 + 0,618j)$
35	ВЛ 2хАС-240 (64,73 км)	$Z = (1,032 + 4,838j)$
36	ВЛ 2хАС-240 (114,65 км)	$Z = (3,778 + 14,378j)$
37	ВЛ 2хАС-240 (105,28 км)	$Z = (3,104 + 11,844j)$
38	Автотрансформатор 330 кВ, 200 МВА	$Z = 6,35j$

Продолжение таблицы 6.14

1	2	3
39	ВЛ АС-240 (19,02 км), АС-150 (6,69 км)	$Z = (11,65 + 32,82j)$
40	ВЛ АС-240 (18,92 км), АС-150 (6,81 км)	$Z = (11,65 + 32,82j)$
41	ВЛ АС-300 (28,63 км)	$Z = (11,58 + 36,92j)$
42	ВЛ АС-240 (19 км), АС-150 (10,9 км)	$Z = (13,24 + 36,58j)$
43	ВЛ АС-150 (67,43 км)	$Z = (13,39 + 84,95j)$
44	ВЛ АС-240 (19 км), АС-150 (64,23 км)	$Z = (16,22 + 111,9j)$
49	ВЛ 2хАС-240 (3,9 км)	$Z = (1,02 + 3,06j)$
50	ВЛ АС-185 (26,79 км)	$Z = (3,18 + 29,85j)$
51	ВЛ АС-150 (18,9 км), АС-185 (5,29 км)	$Z = (4,6 + 30,36j)$
52	ВЛ АС-150 (29,21 км)	$Z = (6,1 + 36,45j)$
53	ВЛ АС-95 (25,08 км)	$Z = (8,3 + 32,27j)$
54	ВЛ АЖ-120 (33,25 км)	$Z = (9 + 42,2j)$
55	ВЛ АЖ-120 (21,35 км)	$Z = (5,76 + 27,1j)$
56	ВЛ АС-120 (20,6 км)	$Z = (6,8 + 26,5j)$
57	ВЛ АС-95 (23,21 км)	$Z = (7,66 + 29,9j)$
58	ВЛ АС-95 (47,04 км)	$Z = (15,5 + 60,5j)$
59	ВЛ АС-150 (0,275 км), АС-120 (39,805 км)	$Z = (24,53 + 50,5j)$
60	ВЛ АС-150 (12,82 км), АС-120 (2,81 км)	$Z = (3,4 + 29,56j)$
61	ВЛ АС-150 (9,56 км)	$Z = (2 + 12j)$
62	ВЛ АС-240 (2,04 км)	$Z = (0,84 + 7,82j)$
63	ВЛ АС-240 (68,26 км)	$Z = (9 + 81,8j)$

По значениям сопротивлений элементов из таблицы 6.13 можно рассчитать суммарное эквивалентное сопротивление от Маяковской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск.

Преобразование и соответствующие расчеты схемы замещения с рисунка 6.15 приведены в приложении Д.

Итоговое эквивалентное сопротивление от шин Приморской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск  $Z_{эм}$  составит  $18,488 + 83,84j$  Ом.

Помимо найденного эквивалентного сопротивления, необходимо учесть сопротивление генераторов и генераторных трансформаторов станции (рисунок 6.16). Маяковская и Талаховская ТЭС – однотипные станции, поэтому параметры генераторов и трансформаторов Маяковской ТЭС совпадают с Талаховской ТЭС и были приведены в таблицах 6.11, 6.12.

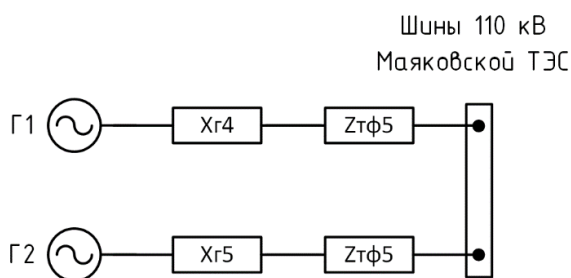


Рисунок 6.11 – Схема замещения для расчета сопротивления Маяковской ТЭС

Эквивалентное сопротивление от генераторов до шин 110 кВ Маяковской ТЭС может быть найдено по формуле (6.18).

$$Z_{ГМ} = \frac{1}{\frac{1}{X'_{Г4} + Z_{ТФ4}} + \frac{1}{X'_{Г5} + Z_{ТФ4}}} = 0,163 + 15,298j \text{ Ом} \quad (6.18)$$

Суммарное сопротивление от генераторов Маяковской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 составит:

$$Z_{маяк} = Z_{ГМ} + Z_{ЭМ} = 18,651 + 98,778j \text{ Ом} \quad (6.19)$$

### 6.6 Расчет общей схемы замещения

С учетом известных сопротивлений от всех крупных электростанций области до шины 110 кВ подстанции О-19 была составлена общая схема замещения рассматриваемого участка энергосистемы (рисунок 6.12).

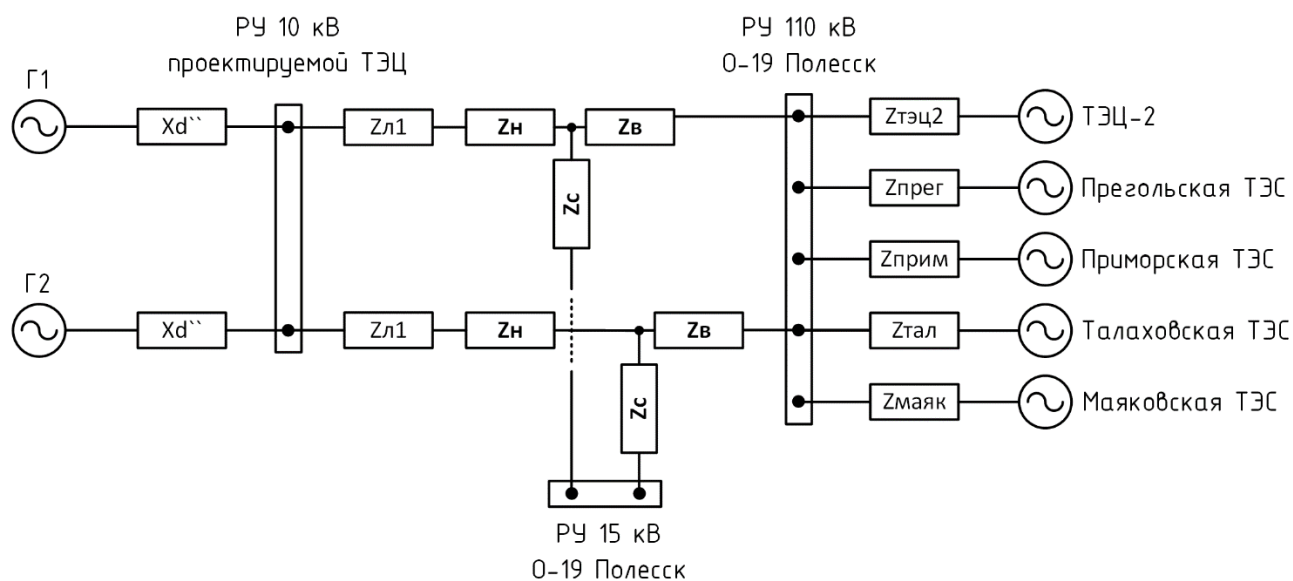


Рисунок 6.12 – Общая схема замещения

Осталось найти неизвестные сопротивления на схеме и привести ее к более простому виду.

Для этого понадобятся данные о сопротивлении трехобмоточного трансформатора, генераторов и линий.

Согласно таблице 2.3 в блок ГПУ устанавливается генератор ГСД-2200-1000. Его паспортные данные представлены в таблице 6.14 [48].

Таблица 6.14 – паспортные данные генератора ГСД-2200-1000

Название параметра	Единицы измерения	Значение
Марка синхронного генератора		ГСД-2200-1000
Номинальная мощность	кВт	2250
Номинальное напряжение	кВ	10,5
Сверхпереходное сопротивление	о.е.	0,148

Сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора в относительных единицах нужно пересчитать в омы и привести к напряжению 110 кВ:

$$X_d'' = X_d''(\text{о.е.}) \cdot \frac{U^2}{P} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{U_{\text{НН}}^2} = 0,148 \cdot \frac{(10,5 \text{ кВ})^2}{\frac{2,25 \text{ МВт}}{0,8}} \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{(10 \text{ кВ})^2} = 701,994j \text{ Ом} \quad (6.20)$$

Параметры трансформатора представлены в таблице 6.15

Таблица 6.15 – Паспортные данные трансформатора

Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВ·А	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>СН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ	P <sub>кз</sub> , кВт	u <sub>кз</sub> , %		
						ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН-16000/110	16000	115	22	11	90	10,5	17,5	6,5

Определяется напряжение короткого замыкания для каждой обмотки:

$$u_{\text{кзВ}} = 0,5 \cdot (u_{\text{кзВ-С}} + u_{\text{кзВ-Н}} - u_{\text{кзС-Н}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \% \quad (6.21)$$

$$u_{\text{кзС}} = 0,5 \cdot (u_{\text{кзВ-С}} + u_{\text{кзС-Н}} - u_{\text{кзВ-Н}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \% \quad (6.22)$$

$$u_{\text{кзН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{кзВ-Н}} + u_{\text{кзС-Н}} - u_{\text{кзВ-С}}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \% \quad (6.23)$$

Определяется значения сопротивлений обмоток:

$$Z_{\text{В}} = \frac{u_{\text{кзВ}}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{16 \text{ МВА}} = 81,297j \text{ Ом} \quad (6.24)$$

$$Z_{\text{С}} = \frac{u_{\text{кзС}}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{16 \text{ МВА}} = -1,891j \text{ Ом} \quad (6.25)$$

$$Z_{\text{Н}} = \frac{u_{\text{кзН}}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{(110 \text{ кВ})^2}{16 \text{ МВА}} = 51,047j \text{ Ом} \quad (6.26)$$

В пункте 5.3 был найден ток утяжеленного режима для линий Z<sub>л1</sub>, который составляет 341,85 А. По этому току для расчета схемы замещения может быть выбран провод АС-120/19, номинальный ток которого составляет 390 А. Ориентировочное сопротивление такого провода составляет 0,249 + 0,4j Ом/км. Длина провода составит не более 150 м. Сопротивление провода рассчитано по формуле 6.27.



$$Z_{л1} = Z_{120/19} \cdot L = 0,249 + 0,4j \cdot 0,15 = 0,037 + 0,06j \text{ Ом} \quad (6.27)$$

Теперь можно рассчитать недостающие сопротивления. Сопротивление между Генераторами и РУ 10 кВ станции составит:

$$X_{пст} = \frac{X''_d}{2} = \frac{701,994}{2} = 350,997j \text{ Ом} \quad (6.28)$$

Сопротивление со стороны РУ 10 кВ станции:

$$Z_{10} = \frac{Z_{л1} + Z_H}{2} = \frac{0,037 + 0,06j + 51,047j}{2} = 0,019 + 25,553j \text{ Ом} \quad (6.29)$$

Сопротивление со стороны 15 кВ подстанции:

$$Z_{15} = \frac{Z_C}{2} = \frac{-1,891j}{2} = -0,946j \text{ Ом} \quad (6.30)$$

Сопротивление со стороны 110 кВ подстанции:

$$Z_{110} = \frac{Z_B}{2} = \frac{81,297j}{2} = 40,648j \text{ Ом} \quad (6.31)$$

Эквивалентное сопротивление от всех крупных станций области:

$$Z_{кст} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{тэц2}} + \frac{1}{Z_{прег}} + \frac{1}{Z_{прим}} + \frac{1}{Z_{тал}} + \frac{1}{Z_{маяк}}} = 1,895 + 10,482j \text{ Ом} \quad (6.32)$$

По найденным сопротивлениям может быть составлена итоговая эквивалентная схема замещения рассматриваемого участка энергосистемы от крупных генерирующих мощностей области до подстанции О-19 и проектируемой станции (рисунок 6.13).

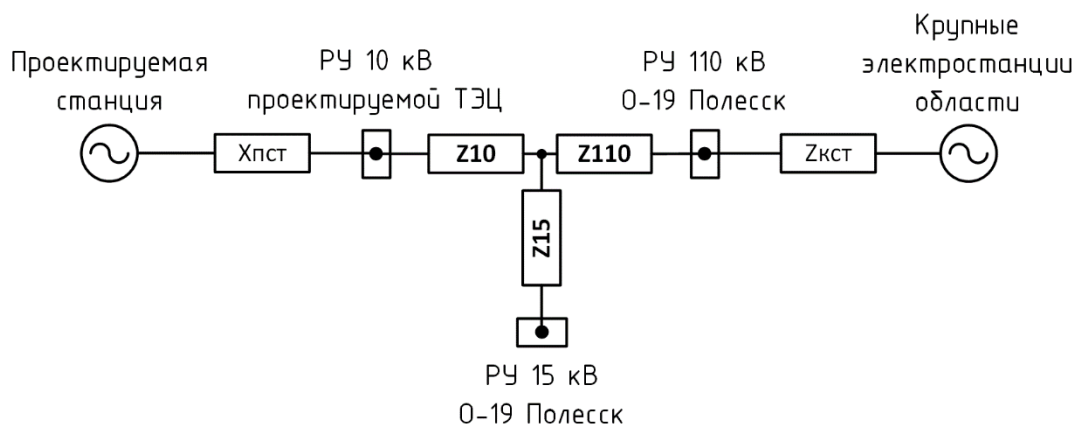


Рисунок 6.13 – Итоговая схема замещения

## 6.7 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции и станции

Расчет токов короткого замыкания будет вестись для 3 точек на итоговой схеме замещения (рисунок 6.14).

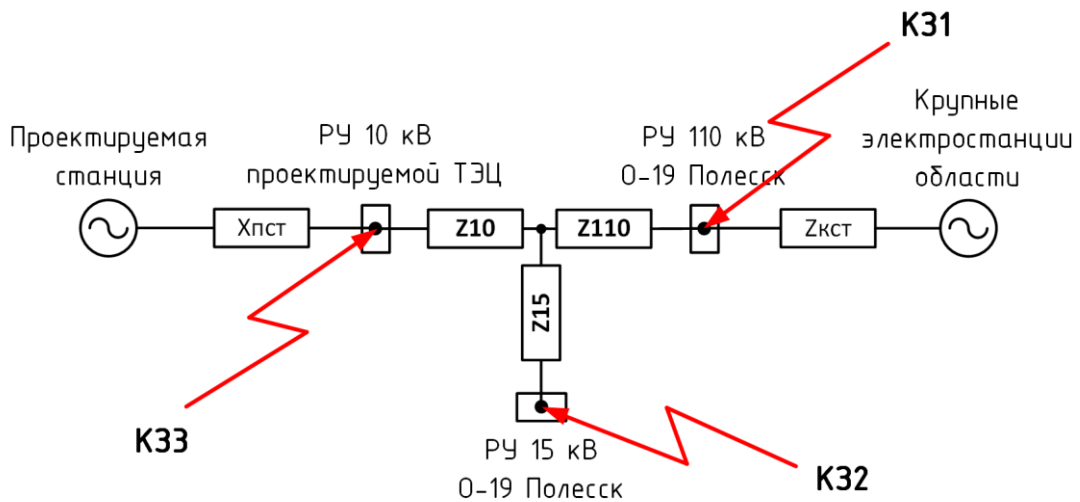


Рисунок 6.14 – Рассматриваемые точки короткого замыкания

Сопротивления со стороны проектируемой станции и крупных электростанций области (системы) в 3 рассматриваемых точках КЗ приведены в таблице 6.16.

Таблица 6.16 – Сопротивления со стороны станции и системы в точках КЗ

Точка	Сопротивление со стороны системы, Ом	Сопротивление со стороны станции, Ом
К31	$Z_{кст} = 1,895 + 10,482j$ Ом	$Z_{пст} + Z_{10} + Z_{110} = 0,019 + 416,978j$
К32	$Z_{кст} + Z_{110} + Z_{15} = 1,895 + 50,148j$	$Z_{пст} + Z_{10} + Z_{15} = 0,019 + 375,604j$
К33	$Z_{кст} + Z_{110} + Z_{10} = 1,914 + 76,683j$	$Z_{пст} = 350,997j$

По величинам из таблицы 6.16 по формуле (6.33) можно рассчитать ток КЗ во всех трех точках на напряжении 110 кВ:

$$I_{кз} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot Z_{системы}} + \frac{E}{\sqrt{3} \cdot Z_{станции}} \quad (6.33)$$

$$I_{кз1} = \left| \frac{110 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot (1,895 + 10,482j)} + \frac{110 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot (0,019 + 416,978j)} \right| = 6112,25 \text{ А}$$

$$I_{кз2} = \left| \frac{110 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot (1,895 + 50,148j)} + \frac{110 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot (0,019 + 375,604j)} \right| = 1433,58 \text{ А}$$

$$I_{кз3} = \left| \frac{110 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot (1,914 + 76,683j)} + \frac{110 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot (350,997j)} \right| = 1008,82 \text{ А}$$

Информация о составе тока КЗ1 по электростанциям области сведена в таблицу 6.17.

Таблица 6.17 – Состав тока  $I_{кз1}$

Электростанция	Сопротивление до точки КЗ1, Ом	Ток КЗ, А	Доля от полного тока КЗ1
ТЭЦ-2	$6,753 + 35,367j$	1762,97	28,85 %
Прегольская ТЭС	$8,496 + 43,499j$	1432,22	23,43 %
Приморская ТЭС	$9,688 + 61,962j$	1012,15	16,56 %
Талаховская ТЭС	$9,168 + 55,4863j$	1121,29	18,34 %
Маяковская ТЭС	$18,651 + 98,778j$	631,47	10,33 %
Проектируемая станция	$0,019 + 416,978j$	152,15	2,49 %
Всего		6112,25	100%

Информация о составе токов КЗ2 и КЗ3 по электростанциям области сведена в таблицу 6.18. Токи при этом приведены на соответствующее им напряжение: 15 кВ для точки КЗ2 и 10 кВ для точки КЗ3.

Таблица 6.18 – Состав токов  $I_{кз2}$  и  $I_{кз3}$

Электростанция	Точка КЗ2		Точка КЗ3	
	Ток КЗ, А	Доля от полного тока	Ток КЗ, А	Доля от полного тока
ТЭЦ-2	2025,03	19,26 %	1928,85	17,38 %
Прегольская ТЭС	1956,61	18,61 %	1886,83	17,00 %
Приморская ТЭС	1817,79	17,29 %	1798,06	16,20 %
Талаховская ТЭС	1861,42	17,71 %	1826,44	16,46 %
Маяковская ТЭС	1590,60	15,13 %	1643,07	14,81 %
Проектируемая станция	1261,48	12,00 %	2013,77	18,15 %
Всего	10512,92	100 %	11097,02	100 %

Для расчета ударного тока короткого замыкания нужно найти величину ударного коэффициента. Для этого необходимо знать значения постоянной времени  $T_a$  и полное время отключения выключателя  $t_b$ . Постоянная времени для системы  $T_{a.c.}$  будет неизменна на разном напряжении ввиду того, что все генерирующие мощности системы находятся на большом удалении. Постоянная времени для станции  $T_{a.ст.}$  будет одинакова в точках КЗ1 и КЗ2 (ввиду нахождения за трансформатором) и отличаться в точке КЗ3 по причине максимальной близости к генераторам.

Точка КЗ1 относительно системы имеет  $T_{a.c.} = 0,02$  с, а относительно проектируемой станции  $T_{a.c.} = 0,09$  с . Время полного отключения выключателя принимается 0,045 с [46,49].

Точка КЗ2 относительно проектируемой станции имеет  $T_{a.c.} = 0,09$  с .

Точка КЗ3 относительно проектируемой станции имеет  $T_{a.c.} = 0,106$  с .

Значение ударного коэффициента и ударного тока можно найти по формулам (6.34,6.35).

$$K_{уд} = (1 + e^{\frac{-t}{T_a}}) \quad (6.34)$$

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0} \quad (6.35)$$

Результаты расчетов ударного коэффициента и ударного тока короткого замыкания по формулам (6.56,6.57) для точек КЗ1-КЗ3 представлены в таблице 6.19. Токи приведены к соответствующим точкам КЗ напряжениям.

Таблица 6.19 – Расчет ударного тока короткого замыкания

Номер точки КЗ	КЗ1	КЗ2	КЗ3
Ударный коэффициент системы	1,105		
Ударный коэффициент станции	1,607		1,654
Ударный ток КЗ от системы, А	9317,24	14457,3	14194,5
Ударный ток КЗ от станции, А	345,68	2866,9	4710,4
Суммарный ударный ток КЗ, А	9662,9	17324,2	18904,9

## 7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДСТАНЦИИ И СТАНЦИИ

По результатам детального обследования подстанции комиссия сделала заключение, что подстанции требуется комплексная реконструкция [41].

Для замены всей подстанции лучшим решением была бы замена на комплектную трансформаторную подстанцию высокой заводской готовности, но в данном случае это невозможно ввиду того, что комплектные решения выполняются на напряжения 110/35/6(10) кВ и 110/6(10) кВ. Такие напряжения КТП обусловлены спецификой электрических сетей России, в которых эти подстанции 110 кВ являются наиболее востребованными. Для установки на особое напряжение распределительных сетей Калининградской области 15 кВ подошла бы комплектная подстанция 110/20 кВ, но такие решения у отечественных производителей отсутствуют.

### 7.1 Выбор оборудования на напряжение 110 кВ подстанции

Для установки на сторону напряжения 110 кВ подстанции О-19 необходимо выбрать следующее оборудование:

- Ошиновка
- Выключатели
- Разъединители
- Трансформаторы тока
- Трансформаторы напряжения
- Ограничители перенапряжений

#### 7.1.1 Выбор ошиновки 110 кВ

Для выполнения сборных шин ОРУ 110 кВ выбрана жесткая ошиновка фирмы «ЗЭТО».

Применение жесткой ошиновки позволит уменьшить затраты металла на 30-50 %, железобетона на 10-20 %, сократить объемы строительного-монтажных работ на величину до 25 %.

Для РУ с жесткой ошиновкой не требуется порталов, такая ошиновка удобна для сборки и обслуживания (рисунок 7.1). Соединение с электрическим оборудованием и аппаратами осуществляется посредством гибких спусков [50].

Паспортные данные жесткой ошиновки ОРУ 110 кВ фирмы «ЗЭТО» представлены в таблице 7.1.

Проверка ошиновки будет произведена путем сравнения паспортных данных и расчетных величин с занесением их в таблицу 7.2.

					<b>ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Шульган В.И.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Харитонов М.С.					80	22
Рцков.	Харитонов М.С.				ФГБОУ ВО «КГТУ» Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16-ЭЭ		
Н. Контр.	Сивуха М.Э.						
Утв.	Белей В.Ф.						
<b>Выбор оборудования для подстанции и станции</b>							



Рисунок 7.1 – Жесткая ошиновка ОРУ

Таблица 7.1 – Паспортные данные жесткой ошиновки ОРУ 110 кВ

Название	$U_{н.раб.}, \text{кВ}$	$I_{н}, \text{А}$	$i_{дин}, \text{кА}$	$I_{тер}, \text{кА}$	$S_{г.с.}, \text{мм}$
Ошиновка ОРУ-110 кВ	126	2000	102	40	120-500

Таблица 7.2 – Проверка ошиновки

Параметр	Паспортное значение	Расчетное значение
Наибольшее рабочее напряжение $U_{н.раб.}, \text{кВ}$	126	121,96
Номинальный ток $I_{н}, \text{А}$	2000	700,13
Электродинамическая стойкость $i_{дин}, \text{кА}$	102	9,66
Термическая стойкость $I_{тер}^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	39,012

Паспортное и расчетное значение интеграла Джоуля в таблице 7.2 найдены по формулам (7.1,7.2).

$$B_{к.Пасп} = I_{тер}^2 \cdot t \quad (7.1)$$

$$B_{к.Расч} = I_{кз}^2 \cdot (t_{защ} + t_{в}) \quad (7.2)$$

$$B_{к.Пасп} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.Расч} = 6,11^2 \cdot (1 + 0,045) = 39,012 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Помимо жесткой ошиновки должны быть выбраны и провода для использования в качестве гибких спусков. Они будут выбираться по максимальному току, который может по ним пройти – 700,13 А. Для гибких спусков ко всем выключателям и разъединителям 110 кВ (кроме трансформаторных) выбран провод АС-300/39 с длительно допустимой токовой нагрузкой вне помещений 710 А. Для выполнения



гибких спусков к трансформаторам и трансформаторным разъединителям с максимальным током в 83,2 А выбран провод АС-16/2,7 с длительно допустимой токовой нагрузкой вне помещений 111 А.

### 7.1.2 Выбор выключателей 110 кВ

Актуальными решениями для применения в качестве выключателей на сегодняшний момент являются вакуумные выключатели 110 кВ.

Преимуществами вакуумного выключателя перед элегазовым очевидны [51]:

- Среда дугогашения элегазового выключателя снижает свои диэлектрические свойства из-за увеличения количества продуктов разложения в составе газа с увеличением числа коммутационных операций. Вакуум же сохраняет свои диэлектрические свойства в течении всего срока эксплуатации;
- Число циклов включений-отключений у вакуумного выключателя в 2 раза выше, чем у элегазового выключателя;
- Вакуумные выключатели не требуют технического обслуживания в течении всего периода эксплуатации;
- Низкие сроки и затраты на монтаж;
- Ввиду меньшего количества подвижных элементов надежность вакуумных выключателей выше;
- Утилизация вакуумных выключателей экологически чище, чем элегазовых.

По этим причинам был выбран вакуумный выключатель 110 кВ ВРС-110 фирмы «Высоковольтный союз» (рисунок 7.2). Выключатели этой фирмы отвечают современным требованиям качества и надежности.



Рисунок 7.2 – Выключатель ВРС-110

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82



Паспортные данные выключателя сведены в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Паспортные данные вакуумного выключателя ВРС-110 с встроенным ТТ

Параметр		Выключатель ВРС-110 Ш-31,5/2500 УХЛ1
Наибольшее рабочее напряжение, кВ		126
Номинальный ток, А		2500
Номинальный ток отключения, кА		31,5
Ток включения, кА	Начальное действующее значение периодической составляющей	31,5
	Наибольший пик	81
Сквозной ток КЗ, кА	Ток Э/Д стойкости	81
	Ток 3-сек термической стойкости	31,5
	Начальное действующее значение периодической составляющей	31,5
Процентное содержание апериодической составляющей, %		40
Собственное время отключения, мс, не более		0,45
Номинальный ток встроенного ТТ, А		50 - 2000

Производитель предлагает 2 варианта вакуумного выключателя ВРС-110: со встроенными трансформаторами тока и без. Для установки в схему 110-5Н на шину 110 кВ подстанции выбран выключатель со встроенными трансформаторами тока.

Токи нормальных и утяжеленных режимов выключателей 110 кВ сведены в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 - Токи нормальных и утяжеленных режимов выключателей 110 кВ

Выключатель	Ток нормального режима, А	Ток утяжеленного режима, А
Q1	700,13	700,13
Q2	664,16	700,13
Q3	617,14	617,14

Проверка параметров выключателя представлена в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Проверка выключателя ВРС-110

Параметр	Паспортное значение	Расчетное значение
Наибольшее рабочее напряжение $U_{н.раб.}$ , кВ	126	121,96
Номинальный ток $I_n$ , А	2500	700,13; 617,14
Отключающая способность $I_{откл.}$ , кА	31,5	6,11
Отключающая способность $i_{откл.}$ , кА	57,7	9,66
Включающая способность $I_{вкл.}$ , кА	31,5	6,11
Включающая способность $i_{вкл.}$ , кА	81	9,66
Электродинамическая стойкость $i_{дин.}$ , кА	81	9,66
Термическая стойкость $B_K$ , $кА^2 \cdot с$	2977	39,012

В таблице 7.5 расчет отключающей способности  $i_{откл}$  был выполнен по формуле (7.3).

$$i_{откл.Пасп.} = \sqrt{2} \cdot I_{кз1} \cdot \beta \cdot 0,01 \quad (7.3)$$

$$i_{откл.Пасп.} = \sqrt{2} \cdot 81\text{кА} \cdot 40\% \cdot 0,01 = 57,7 \text{ кА}$$

### 7.1.3 Выбор разъединителей 110 кВ

Для установки в качестве разъединителей в схему 110-5Н стороны напряжения 110 кВ выбраны разъединители серии РГ фирмы «ЗЭТО». Эти разъединители обладают следующими преимуществами [52]:

- Низкие значения переходного сопротивления контактов;
- Контактные выводы позволяют присоединять и жесткую и гибкую ошиновку;
- Элементы конструкции выполнены со стойким антикоррозийным покрытием;
- В основании поворотных колонок применены закрытые подшипники, не требующие обслуживания в течении всего срока эксплуатации;
- Ввиду поставки в отрегулированном состоянии позволяют экономить на монтаже.

Паспортные данные разъединителя серии РГ (рисунок 7.3) представлены в таблице 7.6.

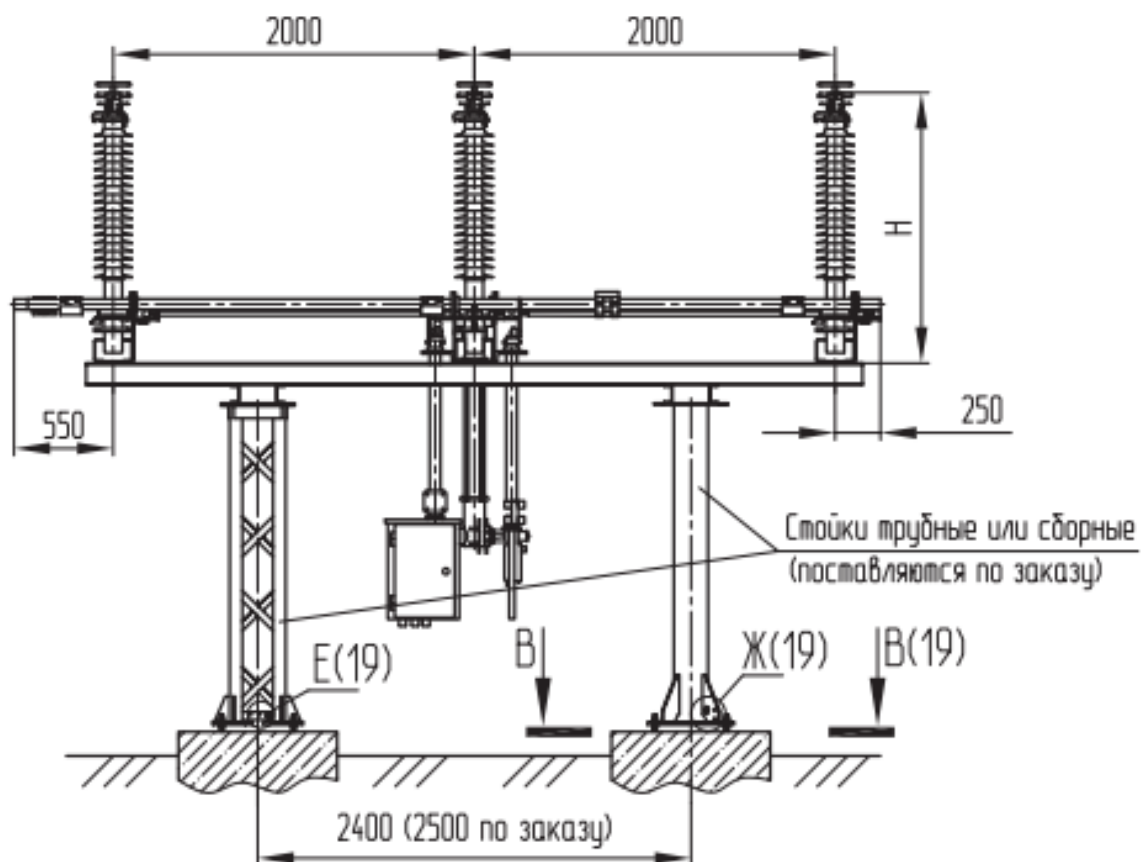


Рисунок 7.3 – Габаритные размеры трехполюсных разъединителей серии РГ

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Таблица 7.6 – Паспортные данные разъединителя РГ-110/1000 УХЛ1

Название	$U_{н.раб}$ , кВ	$I_{н}$ , А	$i_{дин}$ , кА	$I_{тер}$ , кА
РГ-110/1000 УХЛ1	126	1000	80	31,5

Рассмотрим все разъединители на схеме РУ 110 кВ (рисунок 7.4).

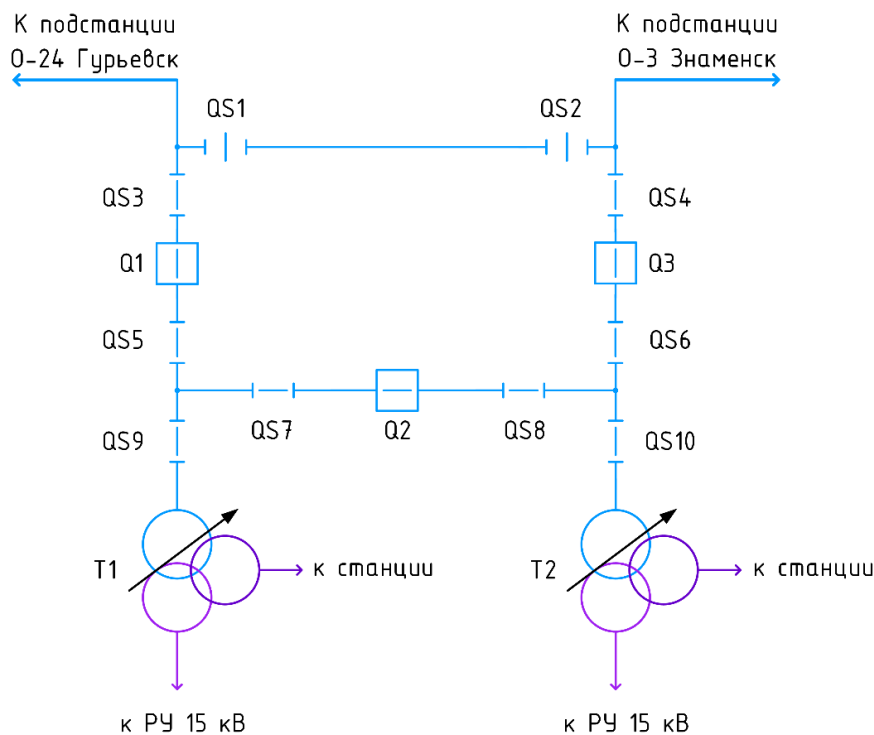


Рисунок 7.4 – Разъединители схемы 110-5Н

Номинальный ток разъединителей QS1-QS10 соответствует оборудованию, у которого они установлены. Величины тока у разъединителей сведены в таблицу 7.7.

Таблица 7.7 – Номинальные токи разъединителей

Разъединитель	Номинальный ток
QS1	Идентичен току ремонтной перемычки - 700,13 А
QS2	
QS3	Идентичен току выключателя Q1 - 700,13 А
QS5	
QS4	Идентичен току выключателя Q3 - 700,13 А
QS6	
QS7	Идентичен току выключателя Q3 - 617,14 А
QS8	
QS9	Идентичен току трансформатора T1 – 83,2 А
QS10	Идентичен току трансформатора T2 – 83,2 А

Проверка разъединителей будет произведена путем сравнения паспортных данных оборудования и расчетных величин с занесением их в таблицу 7.8.

Таблица 7.8 – Проверка разъединителя РГ-110/1000 УХЛ1

Параметр	Паспортное значение	Расчетное значение
Наибольшее рабочее напряжение $U_{н.раб}$ , кВ	126	121,96
Номинальный ток $I_n$ , А	1000	700,13/617,14/83,2
Электродинамическая стойкость $i_{дин}$ , кА	80	9,66
Термическая стойкость $I_{тер}^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> · с	2977	39,012

Паспортное и расчетное значение интеграла Джоуля в таблице 7.8 найдены по формулам (7.1,7.2).

#### 7.1.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

В схеме 110-5Н предусматривается установка 4 трансформаторов тока (рисунок 7.5).

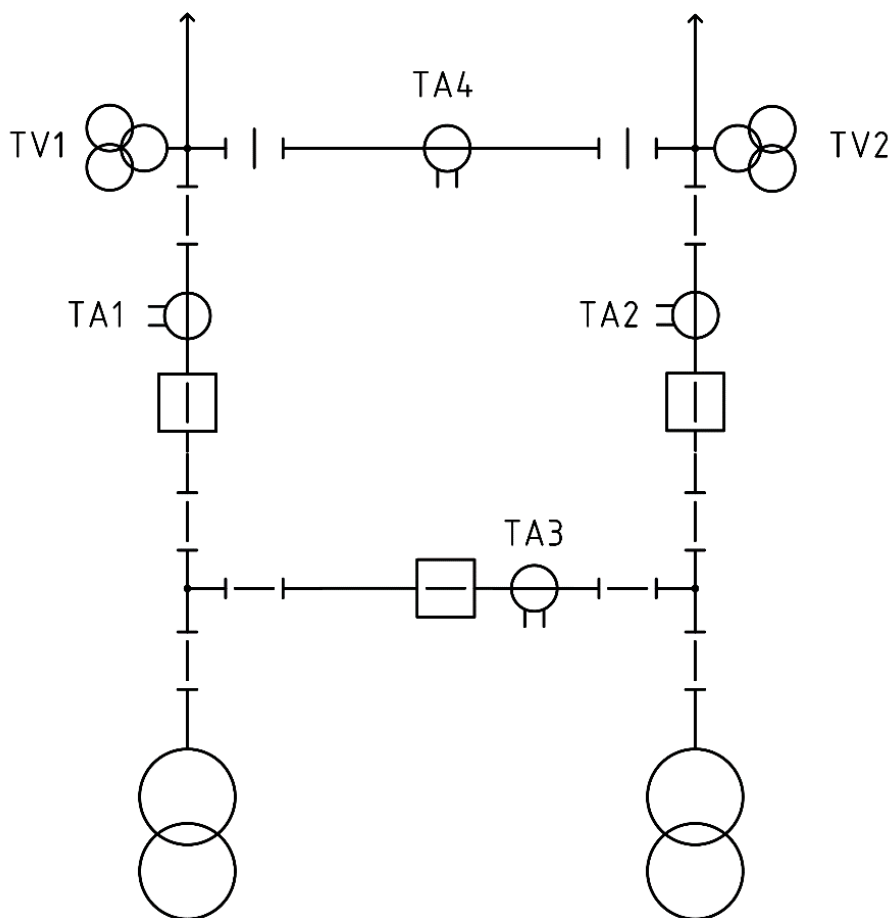


Рисунок 7.5 – Расположение трансформаторов тока в схеме 110-5Н

Для установки в схему на шину 110 кВ подстанции выбран был выключатель со встроенными трансформаторами тока (рисунок 7.6).



Рисунок 7.6 – Выключатель ВРС-110 с встроенным трансформатором тока типа ТФЗМ

В комплекте с выключателем могут идти следующие типы трансформаторов тока: ТОГ, ИМВ, ТГ, ТРГ, ТФЗМ. Их параметры представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Параметры предлагаемых к установке ТТ в комплекте с выключателем

Тип ТТ	Номинальный первичный ток, А	Класс точности		Ток 3-сек термической стойкости, кА	Ток Э/Д стойкости, кА
		Измерений	Защиты		
ТОГ 123	50;75;100;150;200	0,2(S); 0,5	5P; 10P	10	40
ИМВ 145	500-3000	0,2; 0,5; 1,0	5P	-	-
ТГ 145N	150-300; 200-400; 250-500; 300-600; 400-800; 800-1600;	0,2; 0,5	5P; 10P	20	80
ТРГ 110	200-400-800; 300-600-1200; 400-800-1600; 500-1000-2000;	-	5P	-	-
ТФЗМ 123	50-100; 75-150; 100-200; 150-300; 200-400; 300-600; 400-800	0,2(S); 0,5(S)	10P	26-52; 34-58	79-158; 106-212

По таблице 7.9 выбран трансформатор тока ТФЗМ 123 ввиду подходящего диапазона номинального тока и высокой точности учета измерений (рисунок 7.7,7.8).

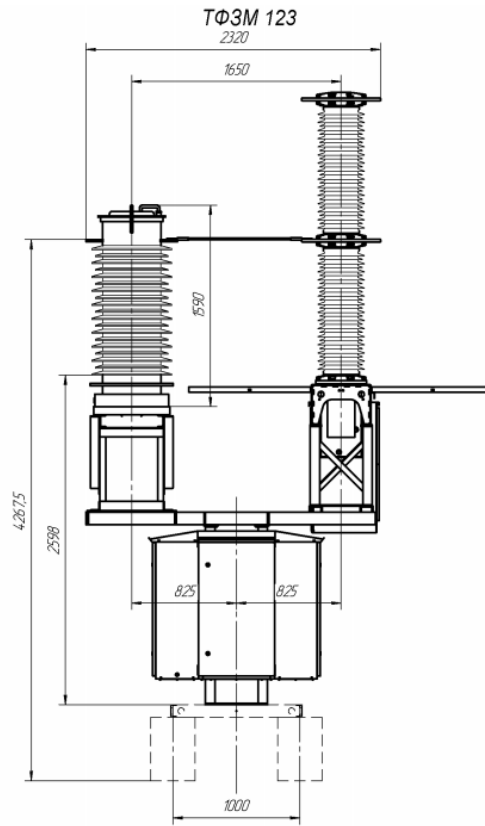


Рисунок 7.7 – Габаритные, установочные и присоединительные размеры выключателя вакуумного ВРС-110 с трансформатором тока ТФЗМ 123

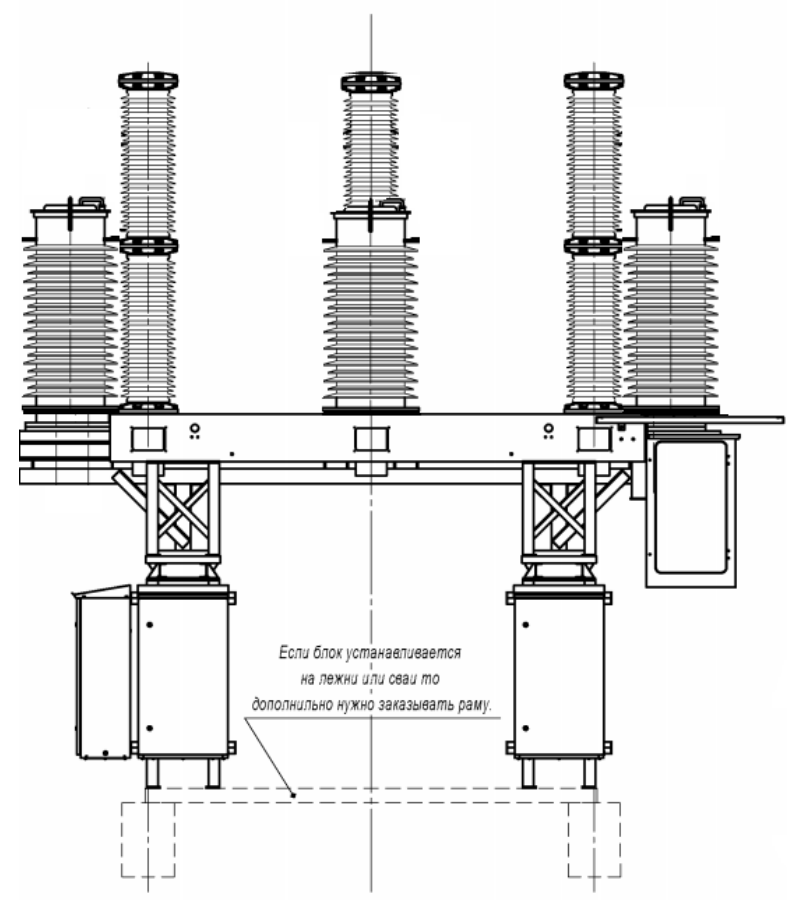


Рисунок 7.8 - Выключатель вакуумный ВРС-110 с трансформатором тока ТФЗМ 123.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Для выбора номинального тока встроенного ТТ нужно рассмотреть его режимы работы на подстанции с упором на нахождение наименьших значений для нормального режима и наибольших для утяжеленного оценки точности работы:

1. Режим работы подстанции только на местную нагрузку без осуществления перетока мощности между ПС О-24 и ПС О-3, Летний минимум нагрузки. Номинальный ток по трансформатору тока ТА1 составляет 14,8 А; ТА2 – 21,9 А; ТА3 – 9,7 А [41].
2. Режим работы подстанции на местную нагрузку и осуществление перетока мощности между ПС О-24 и ПС О-3. Ремонт силового трансформатора Т1. Максимальный ток по трансформатору тока ТА1 составляет 700,13 А; ТА2 – 664,16 А; ТА3 – 700,13 А.

С увеличением разности между номинальным током ТТ и током первичной обмотки увеличивается погрешность измерений. Трансформатор с номинальным значением тока 400-800 А не подходит ввиду того, что минимальный ток встроенных в выключатель трансформаторов составляет 2,4% для Q3, 3,7% для Q2 и 5,5% для Q1 от номинального.

Разность в величине тока нормального и наиболее тяжелого режима крайне высока. Это требует установки трансформатора тока с возможностью переключения числа витков первичной обмотки. Это сделает трансформаторы тока дороже, но позволит им функционировать в любых режимах работы подстанции без недопустимых отклонений по точности измерений, изложенных в ПУЭ [53].

Проверка параметров встроенного трансформатора тока представлена в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Проверка встроенного ТТ

Параметр	Паспортное значение	Расчетное значение
Наибольшее рабочее напряжение $U_{н.раб}$ , кВ	126	121,96
Номинальный ток $I_n$ , А	50-100 400-800	9,7-21,9 664,16-700,13
Электродинамическая стойкость $i_{дин}$ , кА	79	9,66
Термическая стойкость $B_K$ , $кА^2 \cdot с$	2028	39,012

Значение интеграла Джоуля в таблице 7.10 найдено по формулам (7.1,7.2).

Последний трансформатор схемы ТА4 установлен в ремонтной перемычке. Рационально было бы установить там такой же трансформатор, как и выбранные ранее ТТ, встроенные в выключатели. Применение однотипного оборудования облегчает обслуживание и уменьшает затраты на транспортировку, регулировку и монтаж.

В любом режиме работы ток ремонтной перемычки не меньше минимального расчетного тока и не больше максимального расчетного тока из таблицы 7.9. По этой причине для четвертого трансформатора тока ТФЗМ 123 никакие дополнительные проверки, кроме проведенных в таблице 7.9 не нужны.



### 7.1.5 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

В схему 110-5Н устанавливается два трансформатора напряжения (рисунок 7.5).

Для применения на подстанции выбраны трансформаторы напряжения фирмы «ЗЭТО» ЗНОГ-110 (рисунок 7.9).



Рисунок 7.9 – Группа из 3 трансформаторов напряжения ЗНОГ-110

Выбранный трансформатор обладает следующими преимуществами:

- Взрыво- и пожаробезопасное исполнение;
- Применение элегазовой изоляции с низким уровнем утечек;
- Поставка на раме под три трансформатора или на опорных стойках.

Паспортные данные трансформатора напряжения ЗНОГ-110 приведены в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Паспортные данные трансформатора напряжения ЗНОГ-110

Тип ТН	Номинальное напряжение, кВ	Класс точности		Утечка газа в год, %
		Измерений	Защиты	
ЗНОГ-110	$110/\sqrt{3}$	0,2; 0,5; 1,0	ЗР	0,1

Данный трансформатор удовлетворяет требованиям по точности измерений.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

### 7.1.6 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ

Ограничители перенапряжений служат для защиты оборудования подстанции от коммутационных и грозовых перенапряжений. Они должны быть установлены со стороны всех отходящих от подстанции воздушных линий и со всех сторон от трансформаторов. Параметры ОПН-П1-110/77/10/2 (рисунок 7.10) фирмы «ЗЭТО» представлены в таблице 7.12.



Рисунок 7.10 – ОПН 110 кВ производства «ЗЭТО»

Таблица 7.12 – Параметры ОПН

Название	Номинальное напряжение, кВ	Разрядный ток, кА	Предельный ток КЗ, кА
ОПН-П1-110/88/10/2	110	10	40

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91



## 7.2 Выбор оборудования на напряжение 15 кВ подстанции

Актуальными решениями для выполнения РУ подстанций 6-35 кВ являются комплектные распределительные устройства (рисунок 7.11).



Рисунок 7.11 – Ряд ячеек КРУ

Преимуществами применения КРУ является их надежность, удобство обслуживания, безопасность, широкий выбор опций.

КРУ производятся на напряжение 3, 6, 20, 35 кВ. Некоторые производители предлагают КРУ на 15 кВ, но с некоторыми дополнительными условиями.

На низкой стороне подстанции О-19 решено установить КРУ на напряжение 20 кВ, а не 15 кВ по следующим причинам:

- Размер шкафов и большинство встраиваемого в ячейки 15 кВ оборудования (выключатели, ТТ, ТН, ОПН) все равно будет на номинальное напряжение 20 кВ.
- Перспектива будущего роста напряжения распределительных сетей города Полесск до напряжения 20 кВ.

Для установки на подстанции выбрано КРУ СЭЩ-70-20 на напряжение 20 кВ фирмы «Самара Электроцит». Этот производитель предлагает ячейки с максимальной

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

вариативностью электрических соединений главных схем, которые могут быть помещены в ячейки КРУ.

Основные технические характеристики ячеек КРУ СЭЩ-70-20 приведены в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Технические характеристики КРУ СЭЩ-70-20

Параметр	Ячейка КРУ СЭЩ-70-20
Номинальное напряжение, кВ	20
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	24
Номинальный ток главных цепей, А	630, 1000, 1600, 2000, 2500
Номинальный ток сборных шин, А	1000, 1600, 2000, 2500
Номинальный ток отключения выключателя, кА	16, 20, 25
Ток термической стойкости, кА	16, 20, 25
Ток электродинамической стойкости, кА	51, 64
Габаритные размеры, ШхВхГ, мм	750х2400х1599

Для установки на сторону напряжения 15 кВ подстанции О-19 необходимо выбрать ячейки выключателей, а также следующее оборудование, являющееся частью ячеек КРУ:

- Трансформаторы тока
- Трансформаторы напряжения
- Ограничители перенапряжений

Помимо этого, необходимо выбрать трансформаторы собственных нужд подстанции.

#### 7.2.1 Выбор выключателей 15 кВ

Ячейки КРУ СЭЩ-70 комплектуются выкатным вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ.

Ввиду небольшой токовой нагрузки, выбран выключатель с наименьшим номинальным током – 630 А, наименьшим током отключения – 16 кА, термической – 16 кА и электродинамической стойкостью - 51 кА.

По рассчитанным в пункте 5.2 токам выключателей и принятым условиям по их нагрузке, а также рисунку 5.4 была составлена таблица 7.14 с указанием токов нормальных и утяжеленных режимов выключателей.

Таблица 7.14 – Токи нормальных и утяжеленных режимов выключателей 15 кВ

Выключатель	Ток нормального режима, А	Ток утяжеленного режима, А
Q1кл-Q5кл	52,13	350
Q6кл-Q10кл	70	350
Q1т	260,65	610,15
Q2т	349,5	610,15
Qс	-	349,5

По таблице 7.14 расчетное значение тока главных цепей выключателя может быть принято 610,15 А.

Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-20-16/630 приведена в таблице 7.15.

Таблица 7.15 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-20-16/630

Параметр	Паспортное значение	Расчетное значение
Номинальное напряжение $U_n$ , кВ	20	15
Ток главных цепей $I_n$ , А	630	610,15
Отключающая способность $I_{откл}$ , кА	16	10,51
Отключающая способность $i_{откл}$ , кА	51	17,32
Включающая способность $I_{вкл}$ , кА	16	10,51
Включающая способность $i_{вкл}$ , кА	51	17,32
Электродинамическая стойкость $i_{дин}$ , кА	51	17,32
Термическая стойкость $B_k$ , кА <sup>2</sup> · с	768	115,43

Паспортное и расчетное значение интеграла Джоуля в таблице 7.15 найдены по формулам (7.1,7.2).

#### 7.2.2 Выбор трансформаторов тока 15 кВ

К установке в ячейку предусмотрены 2 вида трансформаторов тока: ТОЛ-СЭЩ и ТСЛ-СЭЩ. В базовой комплектации установлен первый вариант.

Паспортные данные трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ представлены в таблице 7.16.

Таблица 7.16 – Параметры ТТ ТОЛ-СЭЩ

Параметр		Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ
Номинальное напряжение, кВ		20
Номинальный первичный ток, А		20-2500
Номинальный вторичный ток, А		5
Класс точности вторичной обмотки	Измерений	0,2; 0,2(S); 0,5; 0,5(S)
	Защиты	5P, 10P

Термическая и электродинамическая стойкость этого ТТ идентична выключателю, проверенному ранее, поэтому повторная проверка проводиться не будет.

Паспортный класс точности измерений и защиты ТОЛ-СЭЩ удовлетворяет требованиям ПУЭ [53].

Выбор номинальных первичных токов ТТ для разных ячеек произведен в таблице 7.17.

Таблица 7.17 – Выбор ТТ по токам первичной обмотки

Ячейка выключателя	Расчетный ток, А	Паспортный номинальный ток, А
Q1кл-Q5кл	52,13 - 350	400
Q6кл-Q10кл	70-350	400
Q1т	260,65 – 610,15	700
Q2т	349,5 – 610,15	700
Qс	349,5	400

При таком соотношении номинальных расчетных и паспортных значений тока первичной обмотки точность измерений будет находиться в допустимых рамках.

### 7.2.3 Выбор трансформаторов напряжения 15 кВ

Для установки в ячейку КРУ предусмотрены следующие отечественные трансформаторы напряжения: НОЛ-СЭЩ, ЗНОЛ-СЭЩ, НАЛИ-СЭЩ. Базовым вариантом при этом является ТН ЗНОЛ-СЭЩ-20.

Паспортные данные трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ представлены в таблице 7.18.

Таблица 7.18 – Параметры ТН ЗНОЛ-СЭЩ

Тип ТН	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	Класс точности	
			Измерений	Защиты
ЗНОЛ-СЭЩ	20	$100/\sqrt{3}$	0,2; 0,5; 1,0; 3,0	3, 3Р, 6Р

Данный трансформатор удовлетворяет требованиям по точности измерений.

### 7.2.4 Выбор ограничителей перенапряжений 15 кВ

КРУ комплектуется ограничителем перенапряжений ОПН-П/ЗЭУ-20/24/10/550 классом напряжения 20 кВ. Его параметры приведены в таблице 7.19.

Таблица 7.19 – Параметры комплектного ОПН

Название	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее допустимое рабочее напряжение, кВ	Разрядный ток, кА	Ток пропускной способности, кА
ОПН-П/ЗЭУ	20	24	10	550

### 7.2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд 15 кВ

Для обеспечения собственных нужд подстанции О-19 должна быть предусмотрена установка на стороне напряжения 15 кВ двух трансформаторов собственных нужд.

Для установки в ячейки КРУ предусмотрен трансформатор собственных нужд ТЛС-СЭЩ на номинальные мощности 25, 40, 63, 100, 160 кВА.

Ввиду того, что фактическая нагрузка собственных нужд подстанции неизвестна, допускается расчет мощности ТСН двухтрансформаторных подстанций по формуле (7.6), где мощность каждого ТСН составляет 0,5% от мощности силового трансформатора [54]:

$$S_{ТСН} = \frac{0,5\%}{100} \cdot S_T = 0,005 \cdot 16 \text{ МВА} = 80 \text{ кВА} \quad (7.6)$$

Выбираются два ТСН ТЛС-СЭЩ мощностью по 100 кВА. Их паспортные данные приведены в таблице 7.20.

Таблица 7.20 – Паспортные данные встроенного в ячейку ТСН

Параметр	ТЛС-СЭЩ
Номинальная мощность, кВА	100
Вторичное напряжение, кВ	0,4
Потери холостого хода, Вт	300
Потери короткого замыкания, Вт	1410
Напряжение короткого замыкания, %	5
Ток холостого хода, %	1

### 7.2.6 Выбор комплектации ячеек 15 кВ

В ячейки КРУ возможно поместить различное дополнительное оборудование. На стороне 15 кВ подстанции будет размещено 20 ячеек (рисунок 7.12). Установленное в них основное и дополнительное оборудование указано в таблице 7.21.

Ячейки Я02 служат для подключения ТСН, а в ячейках Я01 расположен сам ТСН. Существует иной, более дешевый вариант отвода к трансформатору собственных нужд – отпайкой от ячейки выключателя силового трансформатора, но это ограничит надежность системы собственных нужд ввиду того, что в период ремонта силового трансформатора окажется обесточен один из ТСН.

Коммутационным аппаратом ячеек ввода к ТСН и ТН служит выкатной плавкий предохранитель, которого достаточно для отключения небольших токов ТСН и ТН.

Ячейка секционной перемычки комплектуется выкатной перемычкой.

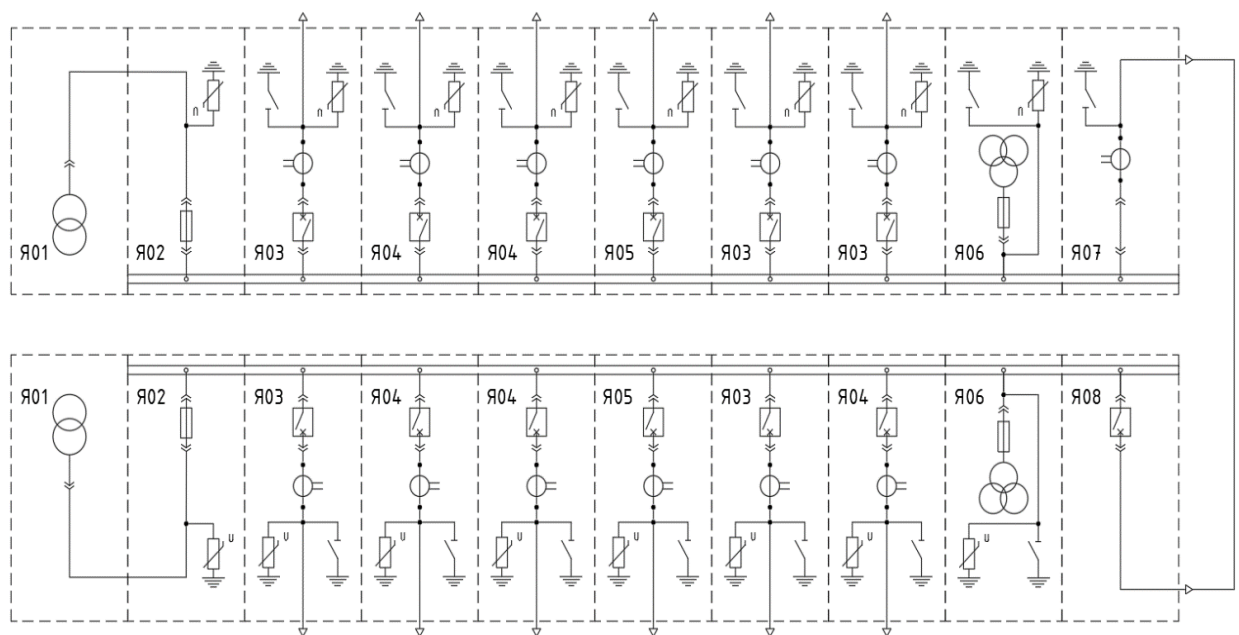


Рисунок 7.12 – Ячейки КРУ 20 кВ



Таблица 7.21 – Установленное в КРУ 20 кВ оборудование

№ ячейки	Кол-во ячеек	Назначение ячейки	Дополнительное оборудование			
			Выключатель	ТТ	ОПН	ЗР
Я01	2	Ячейка ТСН	-	-	-	-
Я02	2	Ячейка ввода к ТСН	-	-	+	-
Я03	5	Ячейка ВЛ	+	+	+	+
Я04	5	Ячейка КЛ	+	+	+	+
Я05	2	Ячейка трансформаторного выключателя	+	+	+	+
Я06	2	Ячейка ТН	-	-	+	+
Я07	1	Ячейка секционной перемычки	-	+	-	+
Я08	1	Ячейка секционного выключателя	+	-	-	-

### 7.3 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ станции

Распределительное устройство станции 10 кВ решено также выполнять комплектным распределительным устройством. Для удобства эксплуатации и обслуживания оборудования решено выполнить РУ станции ячейками КРУ, аналогичными РУ 15 кВ подстанции – КРУ-СЭЩ-70.

Основные технические характеристики ячеек КРУ СЭЩ-70 на напряжение 10 кВ приведены в таблице 7.22.

Таблица 7.22 – Технические характеристики КРУ СЭЩ-70-10

Параметр	Ячейка КРУ СЭЩ-70-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток главных цепей, А	630 - 4000
Номинальный ток сборных шин, А	1000 - 4000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 31,5; 40
Ток термической стойкости, кА	20; 25; 31,5; 40
Ток электродинамической стойкости, кА	51, 81, 128
Габаритные размеры, ШхВхГ, мм	650x2415x1349

Для установки на станцию необходимо выбрать ячейки выключателей, а также следующее оборудование, являющееся частью ячеек КРУ:

- Трансформаторы тока
- Трансформаторы напряжения
- Ограничители перенапряжений

Помимо этого, необходимо выбрать трансформаторы собственных нужд станции.

#### 7.3.1 Выбор выключателей 10 кВ

Ячейки КРУ СЭЩ-70-10 комплектуются выкатным вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ.

Ввиду небольшой токовой нагрузки, выбран выключатель с наименьшим номинальным током – 630 А, наименьшим током отключения – 20 кА, термической – 20 кА и электродинамической стойкостью - 51 кА.

По рассчитанным в пункте 5.3 токам выключателей и рисунку 5.5 была составлена таблица 7.23 с указанием токов нормальных и утяжеленных режимов выключателей.

Таблица 7.23 – Токи нормальных и утяжеленных режимов выключателей 15 кВ

Выключатель	Ток нормального режима, А	Ток утяжеленного режима, А
Q1, Q2	162,38	341,85
Q3, Q4	162,38	170,93
Qс	-	170,93
Qтсн	23,1	23,1

По таблице 7.23 расчетное значение тока главных цепей выключателя может быть принято 341,85 А.

Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/630 приведена в таблице 7.24.

Таблица 7.24 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/630

Параметр	Паспортное значение	Расчетное значение
Номинальное напряжение $U_n$ , кВ	10	10
Ток главных цепей $I_n$ , А	630	341,85
Отключающая способность $I_{откл}$ , кА	20	11,1
Отключающая способность $i_{откл}$ , кА	51	18,9
Включающая способность $I_{вкл}$ , кА	20	11,1
Включающая способность $i_{вкл}$ , кА	51	18,9
Электродинамическая стойкость $i_{дин}$ , кА	51	18,9
Термическая стойкость $B_K$ , кА <sup>2</sup> · с	1200	128,68

Паспортное и расчетное значение интеграла Джоуля в таблице 7.24 найдены по формулам (7.1,7.2).

### 7.3.2 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

К установке в ячейку предусмотрены 2 вида трансформаторов тока: ТОЛ-СЭЩ и ТШЛ-СЭЩ. На токи до 2000 А применяется ТОЛ-СЭЩ.

Паспортные данные трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ представлены в таблице 7.25.

Таблица 7.25 – Параметры ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 кВ

Параметр		Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ
Номинальное напряжение, кВ		20
Номинальный первичный ток, А		20-2000
Номинальный вторичный ток, А		5
Класс точности вторичной обмотки	Измерений	0,2; 0,2(S); 0,5; 0,5(S)
	Защиты	5P, 10P

Термическая и электродинамическая стойкость этого ТТ идентична выключателю, проверенному ранее, поэтому повторная проверка проводиться не будет.

Паспортный класс точности измерений и защиты ТОЛ-СЭЩ 10 кВ удовлетворяет требованиям ПУЭ [53].

Выбор номинальных первичных токов ТТ для разных ячеек произведен в таблице 7.26.

Таблица 7.26 – Выбор ТТ по токам первичной обмотки

Ячейка выключателя	Расчетный ток, А	Паспортный номинальный ток, А
Q1, Q2	162,38 – 341,85	400
Q3, Q4	162,38 – 170,93	200
Qс	170,93	200
Qтсн	23,1	30

При таком соотношении номинальных расчетных и паспортных значений тока первичной обмотки точность измерений будет находиться в допустимых рамках.

### 7.3.3 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Для установки в ячейку КРУ предусмотрены следующие серии отечественных трансформаторов напряжения: НОЛ-СЭЩ, ЗНОЛ-СЭЩ, НАЛИ-СЭЩ. Стандартным решением при этом является ТН НОЛ-СЭЩ-20.

Паспортные данные трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ представлены в таблице 7.27.

Таблица 7.27 – Параметры ТН НОЛ-СЭЩ

Тип ТН	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	Класс точности	
			Измерений	Защиты
НОЛ-СЭЩ	10	100	0,2; 0,5; 1,0; 3,0	-

Данный трансформатор удовлетворяет требованиям по точности измерений.

### 7.3.4 Выбор ограничителей перенапряжений 10 кВ

Производитель предлагает установку в ячейки 10 кВ СЭЩ-70 любых ОПН. Логично выбрать ограничитель перенапряжений, аналогичный примененному в ячейках подстанции 15 кВ - ОПН-П/ЗЭУ-10/12/10/550 классом напряжения 20 кВ. Его параметры приведены в таблице 7.28.

Таблица 7.28 – Параметры ОПН-П/ЗЭУ 10 кВ

Название	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее допустимое рабочее напряжение, кВ	Разрядный ток, кА	Ток пропускной способности, кА
ОПН-П/ЗЭУ	10	12	10	550

### 7.3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд 10 кВ

Для обеспечения собственных нужд станции должна быть предусмотрена установка двух трансформаторов собственных нужд.

Собственные нужды газопоршневых электростанций составляют всего 5% ввиду специфики ГПУ. Также ТСН должны питать установку газификации, мощность которой составляет 1,5% от мощности станции.

Необходимая мощность собственных нужд станции рассчитана по формуле (7.11).

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{5\% + 1,5\%}{100} \cdot S_{\text{СТ}} = 0,05 \cdot 5,625 \text{ МВА} = 365,6 \text{ кВА} \quad (7.11)$$

Для установки в ячейки КРУ 10 кВ предусмотрен трансформатор собственных нужд ТЛС-СЭЩ на номинальные мощности 25, 40, 63, 100, 160 кВА.

Трансформаторов такой мощности недостаточно для установки в качестве ТСН станции. По этой причине выбран сухой трансформатор ТЛС-400 производства «Чебоксарский Электrozавод» [55]. Подключение к нему будет осуществлено через ячейку с выключателем. Паспортные данные трансформатора приведены в таблице 7.29.

Таблица 7.29 – Паспортные данные трансформатора собственных нужд ТЛС-400

Параметр	ТЛС-400
Номинальная мощность, кВА	400
Вторичное напряжение, кВ	0,23; 0,4; 0,69
Потери холостого хода, Вт	1020
Потери короткого замыкания, Вт	5500
Ток холостого хода, %	0,8
Напряжение короткого замыкания, %	6

### 7.3.6 Выбор комплектации ячеек 10 кВ

На РУ 10 кВ станции будет размещено 10 ячеек (рисунок 7.13). Установленное в них основное и дополнительное оборудование указано в таблице 7.30.

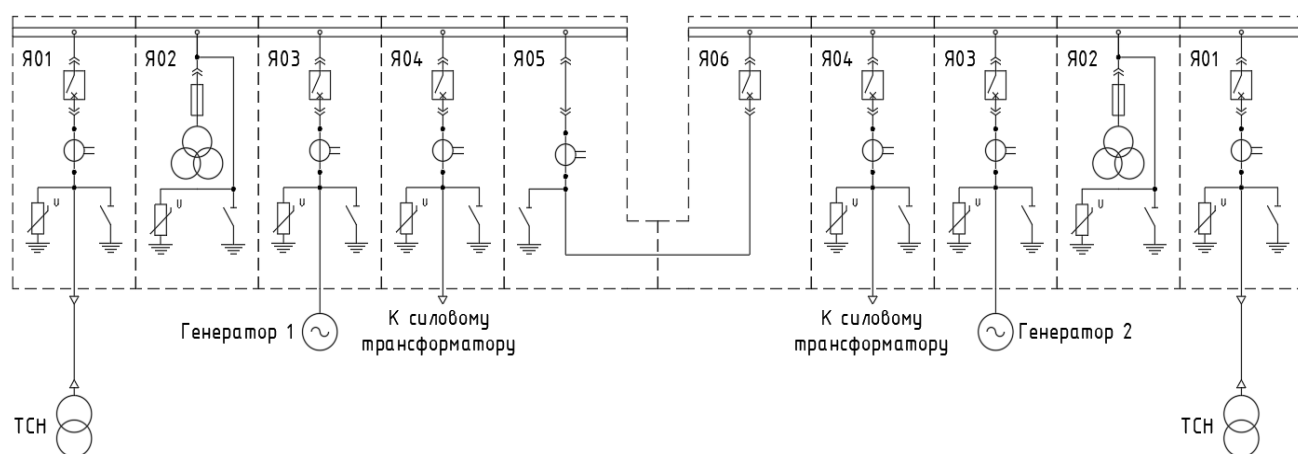


Рисунок 7.13 – Ячейки КРУ 10 кВ

Таблица 7.30 – Установленное в КРУ 10 кВ оборудование

№ ячейки	Кол-во ячеек	Назначение ячейки	Дополнительное оборудование			
			Выключатель	ТТ	ОПН	ЗР
Я01	2	Ячейка ТСН	+	+	+	+
Я02	2	Ячейка ТН	-	-	+	+
Я03	2	Ячейка генераторного выключателя	+	+	+	+
Я04	2	Ячейка трансформаторного выключателя	+	+	+	+
Я05	1	Ячейка секционной переемычки	-	+	-	+
Я06	1	Ячейка секционного выключателя	+	-	-	-

Коммутационным аппаратом ячеек ТН служит выкатной плавкий предохранитель, которого достаточно для отключения небольших токов ТН.

Ячейка секционной переемычки комплектуется выкатной перемычкой.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

## 8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Общий вид объектов, расположенных на территории реконструируемой подстанции и проектируемой станции представлен на рисунке 8.1.

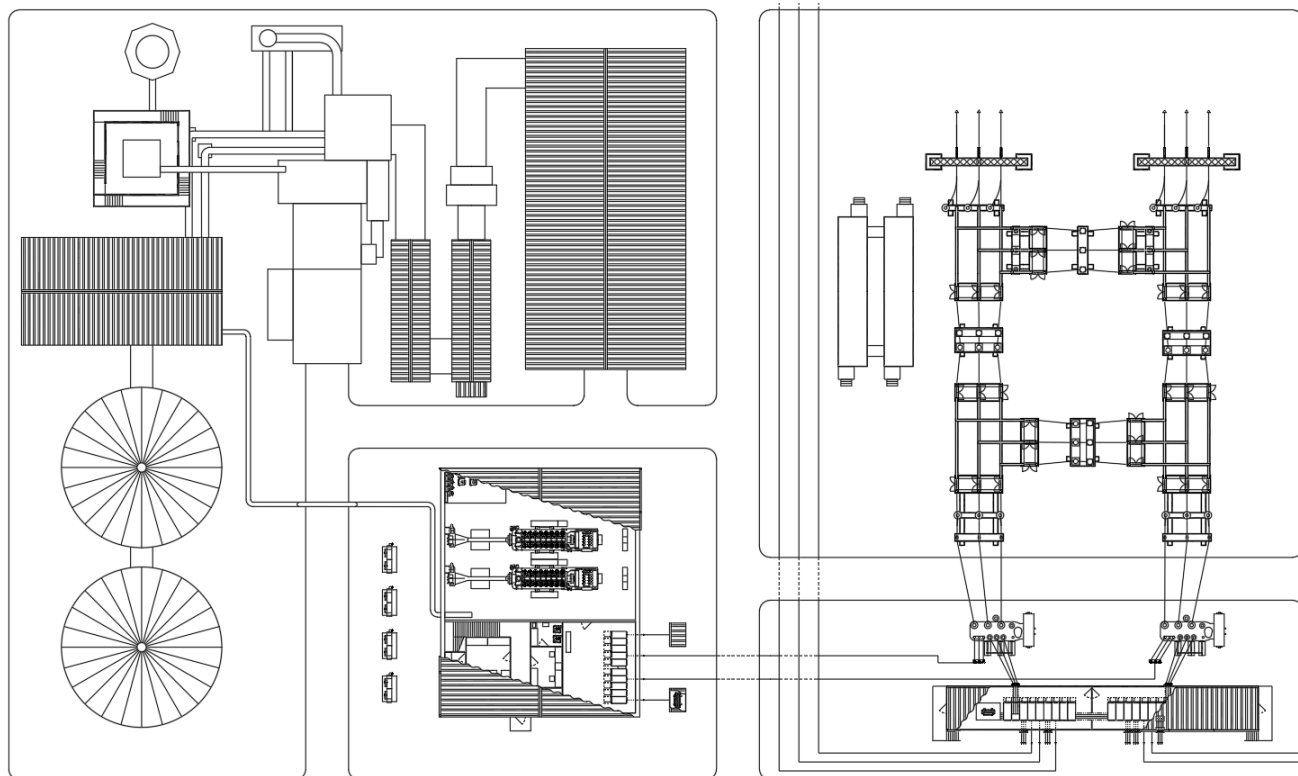


Рисунок 8.1 – Общий вид подстанции, станции и установки газификации со всеми сооружениями

На рисунке 8.1 в правом верхнем квадранте расположена ОРУ 110 кВ подстанции, а под ней отображено ЗРУ 15 кВ. В левом нижнем квадранте находятся два газгольдера и здание станции с показанными внутри ГПУ. В левом верхнем квадранте находится установка газификации и все необходимые для технологического процесса сооружения, в том числе склад древесных отходов.

Из всех объектов на рисунке 8.1 известны точные размеры лишь ОРУ и ЗРУ. ЗРУ и ОРУ защищается посредством молниеприемной сетки, размещенной на крыше блочно-модульного здания. Эта сетка является комплектным со зданием БМЗ устройством, поэтому ее проектировать или проверять не нужно.

<h1 style="margin: 0;">ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</h1>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Шульган В.И.		
Провер.		Харитонов М.С.		
Рцков.		Харитонов М.С.		
Н. Контр.		Сивуха М.Э.		
Утв.		Белей В.Ф.		
<h2 style="margin: 0;">Проектирование системы молниезащиты</h2>				
		Лит.	Лист	Листов
			102	7
ФГБОУ ВО «КГТУ» Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16-ЭЭ				

## 8.1 Расчет системы молниезащиты

Территория ОРУ имеет размеры 29,25 на 47,5 метров (рисунок 8.2).

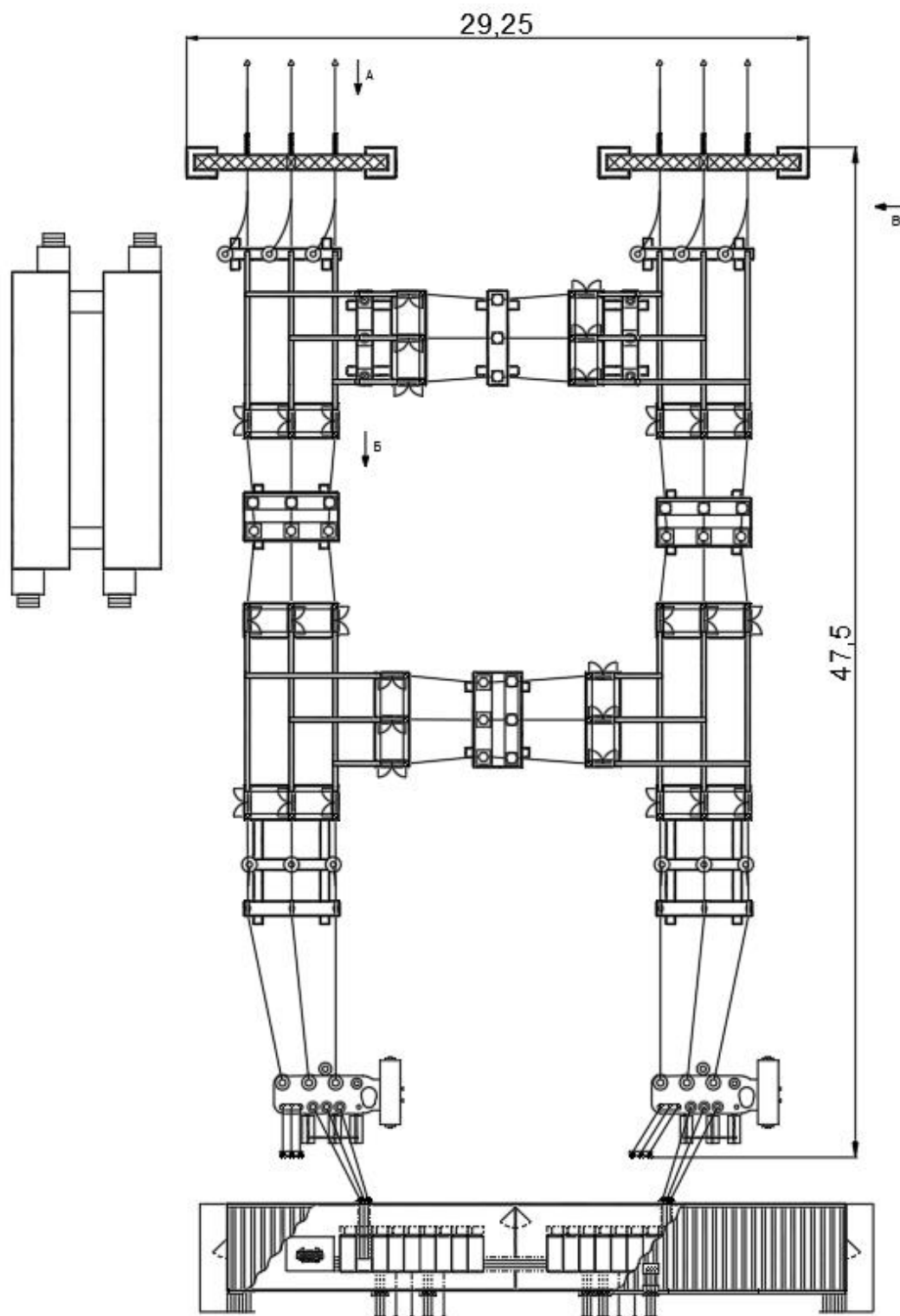


Рисунок 8.2 – Территория ОРУ

ОРУ будет защищаться от прямых ударов молнии посредством установки 4 стержневых молниеотводов. Первая пара молниеотводов будет расположена на порталах приема ВЛ. Оставшиеся 2 молниеприемника будут представлять собой отдельностоящие стержневые молниеотводы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ

Лист

103



Решение разместить 2 отдельностоящих молниеотвода принято в связи с тем, что оборудование, размещенное в нижней части ОРУ (ОПН, опорные изоляторы, разъединители) не позволяет установить на него молниеотвод.

Предварительные места установки молниеотводов и размеры, необходимые для расчета молниезащиты, представлены на рисунке 8.3.

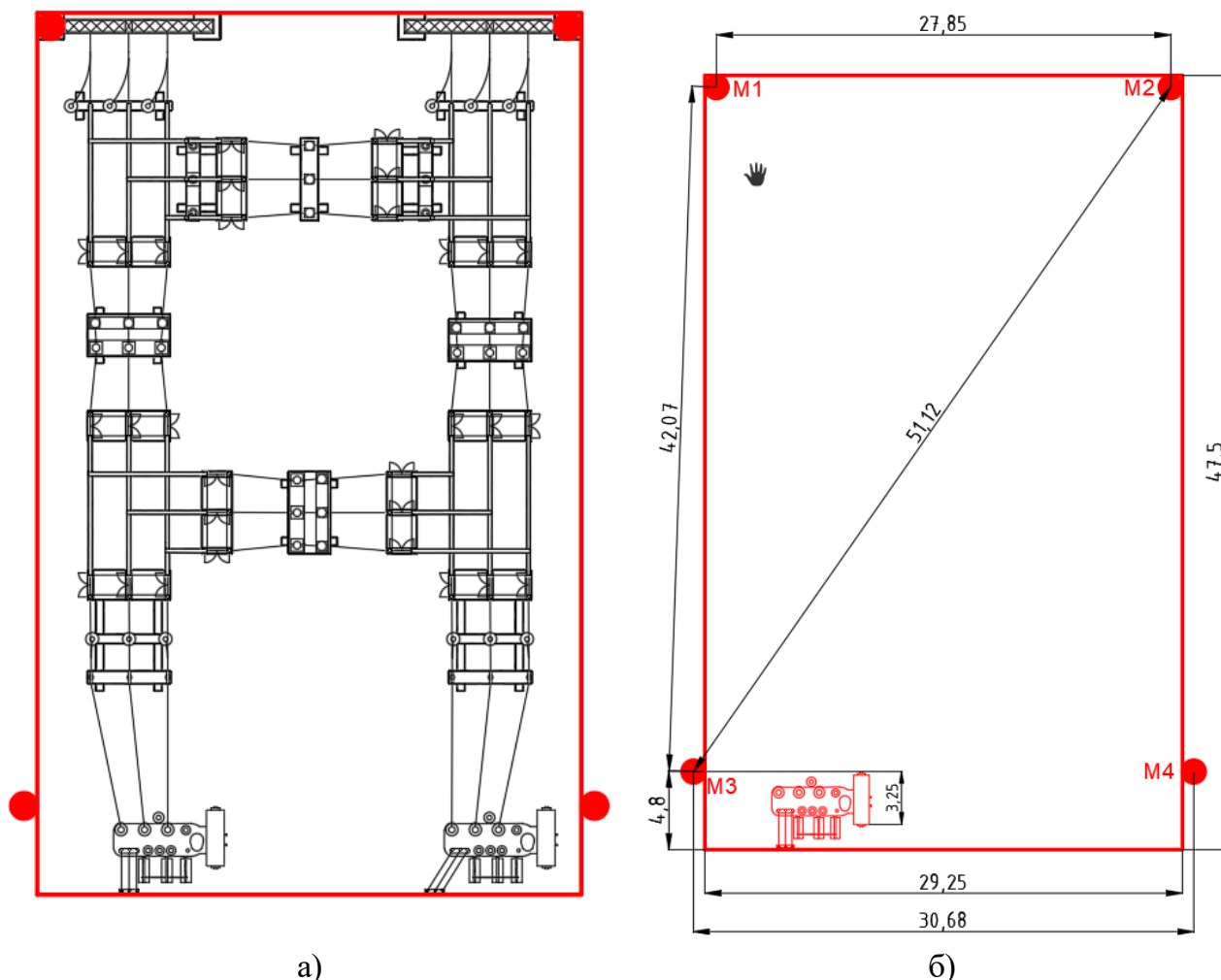


Рисунок 8.3 – Вид сверху на подстанцию с нанесением: а) мест установки молниеотводов, б) необходимых для расчетов размеров

Молниеотводы М1 и М2 расположены на порталах приема ВЛ высотой 11,35 м.

Необходимыми для расчета высоты молниенников являются 2 параметра: высота защищаемого объекта  $h_x$  и радиус защиты на уровне высоты объекта  $r_x$ . Оба параметра должны быть взяты для самого удаленного и/или высокого объекта.

Для нахождения значения параметров нужно проанализировать расположение наиболее высоких объектов на подстанции. Самыми высокими объектами (помимо порталов) являются блоки опорных изоляторов, но оба блока находятся близко к месту установки молниеотводов М3 и М4. Следующие по высоте объекты – вакуумные выключатели высотой 6,55 м. Все три выключателя находятся внутри зоны защиты двойных стержневых молниеотводов М1/М3, М3/М4, М2/М4. Далее идут трансформаторы тока высотой 5,6 м., расположенные аналогично выключателям, за

исключением одного ТТ, расположенного между двойным стержневым молниеотводом М1/М2. Максимальная высота жесткой ошиновки – 5,13 м. и расположена она между молниеотводами. Следующими по высоте объектами являются силовые трансформаторы высотой 5 м. Они расположены на расстоянии 3,25 м. по горизонтали от ближайшего молниеприемника и находятся вне прямоугольника, образуемого 4 молниеотводами, поэтому далее силовые трансформаторы будут считаться самыми удаленными от молниеотводов объектами.

Высота молниеприемника может быть найдена решением квадратного уравнения (8.1) [56].

$$0,64 \cdot h^2 - 0,8 \cdot h \cdot (h_x + r_x) = 0 \quad (8.1)$$

$$0,64 \cdot h^2 - 0,8 \cdot h \cdot (5 + 3,25) = 0$$

$$x = 10,31 \text{ м.}$$

Для дальнейших расчетов принимается следующая высота молниеприемников: М1 и М2 – 13 м., М3 и М4 – 11 м.

Зная высоту молниеприемника можно проверить, все ли оборудование ОРУ войдет в зону защиты. 4 молниеприемника образуют 6 пар двойных стержневых молниеотводов: М1/М2, М1/М3, М1/М4, М3/М4, М2/М3, М2/М4. Максимальное расстояние, при котором два одиночных молниеотвода образуют двойной стержневой молниеотвод составляет  $L_{max} = 4,75h$ . Проверка молниеприемников на образование двойных стержневых молниеотводов проведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Проверка молниеприемников на образование двойных стержневых молниеотводов

Пара молниеприемников	Расстояние между молниеприемниками	Условие образования двойного стержневого молниеотвода
М1/М2	27,85	$27,85 \leq 61,75$
М1/М3	42,07	$42,07 \leq 57$
М1/М4	51,12	$51,12 \leq 57$
М3/М4	30,68	$27,85 \leq 52,25$
М2/М3	51,12	$51,12 \leq 57$
М2/М4	42,07	$42,07 \leq 57$

По таблице 8.1 видно, что все пары молниеприемников образуют двойные стержневые молниеотводы.

Двойной стержневой молниеотвод при приближении к центру образует провес, если расстояние между молниеотводами превышает  $L_c = 2,25h$ .

Проверка молниеприемников на образование провеса проведена в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Проверка молниеприемников на образование провеса

Пара молниеприемников	Расстояние между молниеприемниками	Условие образования провеса
M1/M2	27,85	$27,85 \leq 29,25$
M1/M3	42,07	$35,12 \leq 27$
M1/M4	51,12	$44,82 \leq 27$
M3/M4	30,68	$27,85 \leq 24,75$
M2/M3	51,12	$44,82 \leq 27$
M2/M4	42,07	$35,12 \leq 27$

Проверка в таблице 8.2 показала, что у всех пар молниеотводов, кроме M1/M2, образуется провес. Сначала рассчитаем высоту провеса у пары M1/M4, так как между этими молниеотводами находится достаточно высокий выключатель высотой 6,55 м.

Высота провеса может быть найдена по формуле (8.2).

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} \cdot h_m \cdot 0,8 \quad (8.2)$$

$$h_c = \frac{57 - 51,12}{57 - 27} \cdot 12 \cdot 0,8 = 1,88 \text{ м.}$$

Высота молниеотвода принята как средняя между высотой молниеотводов M1 и M4.

Молниеприемники высотой 11 и 13 м., найденная высота провеса и зона защиты между молниеприемниками M1 и M4 показана на рисунке 8.4. Этот рисунок соответствует виду «В» с рисунка 8.2.

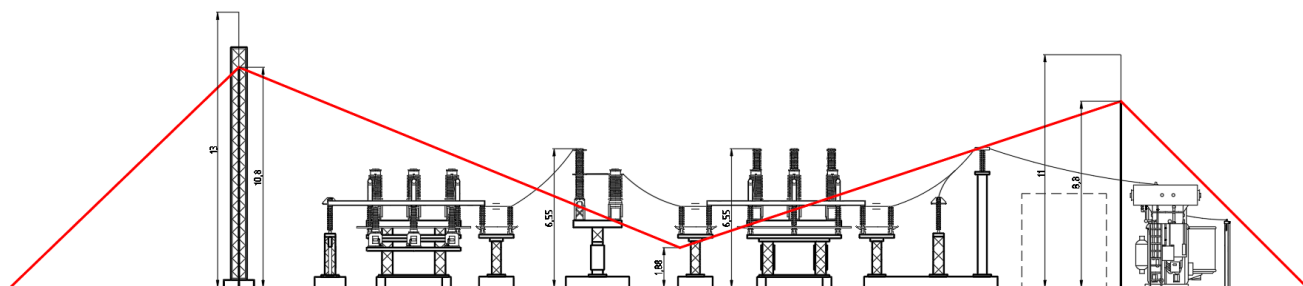


Рисунок 8.4 – Вид «В» с указанием зоны защиты молниеотводов M1/M4

По рисунку 8.4 видно, что в зону защиты двойного стержневого молниеотвода M1/M3 не входит часть оборудования. По этой причине высота молниеотводов должны быть увеличена.

Расчетно-графическим методом была найдена необходимая высота молниеприемников. Она составит 14,5 м.

Проверка молниеприемников на образование двойных стержневых молниеотводов проведена в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Проверка молниеприемников на образование двойных стержневых молниеотводов

Пара молниеприемников	Расстояние между молниеприемниками	Условие образования двойного стержневого молниеотвода
M1/M2	27,85	$27,85 \leq 71,25$
M1/M3	42,07	$42,07 \leq 71,25$
M1/M4	51,12	$51,12 \leq 71,25$
M3/M4	30,68	$27,85 \leq 71,25$
M2/M3	51,12	$51,12 \leq 71,25$
M2/M4	42,07	$42,07 \leq 71,25$

По таблице 8.3 видно, что все пары молниеприемников образуют двойные стержневые молниеотводы.

Двойной стержневой молниеотвод при приближении к центру образует провес, если расстояние между молниеотводами превышает  $L_c = 2,25h$ .

Проверка молниеприемников на образование провеса проведена в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Проверка молниеприемников на образование провеса

Пара молниеприемников	Расстояние между молниеприемниками	Условие образования провеса
M1/M2	27,85	$27,85 \leq 33,75$
M1/M3	42,07	$35,12 \leq 33,75$
M1/M4	51,12	$44,82 \leq 33,75$
M3/M4	30,68	$30,68 \leq 33,75$
M2/M3	51,12	$44,82 \leq 33,75$
M2/M4	42,07	$35,12 \leq 33,75$

Проверка в таблице 8.4 показала, что у пар молниеотводов M1/M3, M1/M4, M2/M3, M2/M4, образуется провес. Расчет высоты провеса произведен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Расчет высоты провеса

Пара молниеприемников	Высота провеса
M1/M3	$h_c = \frac{71,25 - 42,07}{71,25 - 33,75} \cdot 15 \cdot 0,8 = 9,34 \text{ м.}$
M1/M4	$h_c = \frac{71,25 - 51,12}{71,25 - 33,75} \cdot 15 \cdot 0,8 = 6,44 \text{ м.}$
M2/M3	$h_c = \frac{71,25 - 51,12}{71,25 - 33,75} \cdot 15 \cdot 0,8 = 6,44 \text{ м.}$
M2/M4	$h_c = \frac{71,25 - 42,07}{71,25 - 33,75} \cdot 15 \cdot 0,8 = 9,34 \text{ м.}$

Провес между молниеприемниками M1/M3 и M2/M4 находится выше любого объекта на защищаемой территории (кроме портала), а провес между

молниеприемниками М1/М4 и М2/М3 должен быть проверен на предмет выхода оборудования за пределы зоны защиты.

На рисунке 8.5 показан вид «В» на подстанцию с указанием зоны защиты молниеприемников М1/М4 и высота провеса между ними.

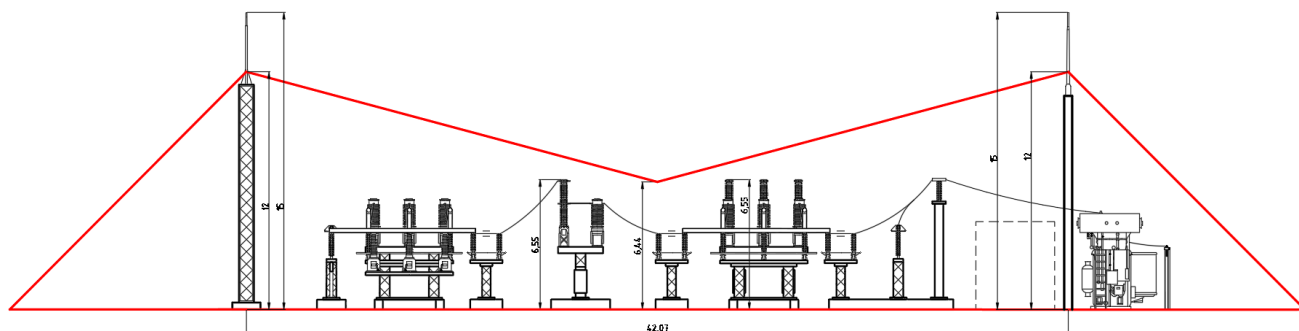


Рисунок 8.5 – Зона защиты молниеприемников М1/М4 высотой 14,5 м.

По рисунку видно, что ранее выходящее за пределы зоны защиты оборудование (рисунок 8.4) теперь полностью находится в зоне защиты.

Виды «А», «Б» и «В» на подстанцию с указанием зон защиты всех молниеотводов приведены в приложении Ж.

По рисункам видно, что все оборудование входит в зону защиты 4 молниеотводов. Вид сверху на ОРУ с нанесением зон защиты на уровне земли и уровне самого высокого защищаемого объекта (выключатель) с учетом провеса также представлен в приложении Ж.

## 8.2 Проверка на грозоупорность

Грозоупорность характеризует количество лет без аварий, вызванных прямым ударом молнии.

Для проверки на грозоупорность нужно рассчитать количество ударов молнии в год, количество отключений подстанции из-за прямых ударов молнии в год и вероятное число лет работы подстанций без отключений от прямых ударов молнии.

Согласно карте грозовой активности по территории РФ по среднегодовой продолжительности гроз в часах [57], Полесск находится в районе с продолжительностью гроз в среднем 40-60 часов в году. В расчетах принимаем число грозových часов  $n = 60$  ч.

Ориентировочное количество ударов молнии в ПС за год [58]:

$$N = 0,06 \cdot n(a + 8 \cdot h_x) \cdot (b + 8 \cdot h_x) \cdot 8^{-6}, \quad (8.3)$$

$$N = 0,06 \cdot 60 \cdot (47,5 + 8 \cdot 11,35) \cdot (29,25 + 8 \cdot 11,35) \cdot 8^{-6} = 0,228 \text{ уд/год}$$

Количество отключений подстанции вследствие прямого удара молнии в год вычисляется по формуле (8.4).

$$\gamma = N \cdot \Psi_n \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g, \quad (8.4)$$

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

где  $\psi_n$  – вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты молниеотводов.

Принято равным 0,01 согласно [59];

$\psi_i$  – вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии. принято равным 0,68 [59];

$\psi_g$  – вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу. Принято равным 0,7, согласно [59].

$$\gamma = 0,228 \cdot 0,1 \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,011$$

Вероятное число лет работы подстанций без отключений от прямых ударов молнии (грузоупорность) определяется по выражению:

$$m = \frac{1}{\gamma} \quad (8.5)$$

$$m = \frac{1}{0,011} = 90,91 \text{ год}$$

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

## Заключение

В выпускной квалификационной работе была спроектирована электрическая часть ТЭЦ на древесных отходах.

По результатам сравнения трех технологических схем получения энергии из древесных отходов была выбрана наиболее современная и эффективная схема – газификация.

Проведенный анализ древесных ресурсов Калининградской области показал, что район города Полесск является крайне перспективным местом для сооружения такой станции. Образующие в радиусе 20 км от города древесные отходы позволят производить более 38 ГВт · ч электроэнергии и 30,5 тыс. Гкал тепловой энергии ежегодно.

Подключение подстанции к энергосистеме планируется осуществлять через существующую подстанцию О-19 Полесск, которая требует комплексной реконструкции. В работе был произведен расчет токов нормального и утяжеленного режима, а также токов короткого замыкания на подстанции, выбрано новое оборудование для ОРУ 110 кВ и ЗРУ 15 кВ, спроектирована система молниезащиты ОРУ.

В здании станции располагается КРУ, для которого также были рассчитаны токи нормального, утяжеленного и аварийного режимов и выбрано оборудование 10 кВ.

Спроектированная станция позволит утилизировать значительную часть древесных отходов от 4 крупных лесничеств, покрыть более 30% местной электрической нагрузки города Полесск и заменить собой несколько устаревших котельных. Постройка станции на газификации древесных отходов также даст стимул развития этой перспективной технологии в России.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110



## Список использованных источников

1. Liste von Biomassekraftwerken in Deutschland [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://de.wikipedia.org/wiki/Liste\\_von\\_Biomassekraftwerken\\_in\\_Deutschland](https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Biomassekraftwerken_in_Deutschland) (Дата обращения: 02.04.2020).
2. Bio- und Holzkraftwerk Zapfendorf [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.veolia.de/bio-und-holzkraftwerk-zapfendorf> (Дата обращения: 02.04.2020).
3. Altholzannahme [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.veolia.de/altholzannahme> (Дата обращения: 02.04.2020).
4. Hernieuwbare energie in Nederland 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.cbs.nl/-/media/pdf/2018/40/hernieuwbare-energie-webversie.pdf> (Дата обращения: 02.04.2020).
5. Atlas 2017 des 1297 fournisseurs francophones de bois déchiqueté [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.bioenergie-promotion.fr/54231/atlas-2017-des-1297-fournisseurs-francophones-de-bois-dechiquete/> (Дата обращения: 02.04.2020).
6. Ørsted Annual report 2018 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ml-eu.globenewswire.com/Resource/Download/9167de7b-027a-4b95-80aa-1468381badd4> (Дата обращения: 02.04.2020).
7. Asnaes power station [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/asnaes-power-station/> (Дата обращения: 02.04.2020).
8. Asnaes Power Station generates green power [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://orsted.com/en/Media/Newsroom/News/2019/11/Asnaes-Power-Station-generates-green-power> (Дата обращения: 02.04.2020).
9. Renewable energy statistics/de [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics/de#Produktion\\_erneuerbarer\\_Energie\\_in\\_der\\_EU\\_stieg\\_im\\_Zeitraum\\_2007-2017\\_um\\_zwei\\_Drittel](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/de#Produktion_erneuerbarer_Energie_in_der_EU_stieg_im_Zeitraum_2007-2017_um_zwei_Drittel) (Дата обращения: 02.04.2020).
10. Мировое потребление энергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://yearbook.enerdata.ru/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html> (Дата обращения: 02.04.2020).
11. Реализованные проекты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.energostar.com/realized-projects/1901-ooo-yamalskiy-lesopromyshlennyu-kompleks/> (Дата обращения: 02.04.2020).
12. Мини электростанции на древесных отходах [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/Energetika/332087-mini-elektrostantsii-na-drevesnykh-otkhodakh/> (Дата обращения: 02.04.2020).
13. Мини ТЭЦ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://manbw.ru/analytics/minitec.html> (Дата обращения: 02.04.2020).
14. Указ Губернатора Калининградской области от 30.03.2009 N 27 «О Лесном плане Калининградской области».
15. Указ Губернатора Калининградской области от 29.12.2018 N 218 «Об утверждении Лесного плана Калининградской области».
16. Указ Губернатора Калининградской области от 2015 «О внесении изменений в Указ Губернатора Калининградской области от 30 марта

					<b>ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

2009 года № 27 и признании утратившим силу Указа Губернатора Калининградской области от 04 апреля 2012 года № 63».

17. Карта-схема административного деления Калининградской области с указанием лесничеств и лесопарков. –2018.
18. Мохирев, А.П. Переработка древесных отходов предприятий лесопромышленного комплекса, как фактор устойчивого природопользования / А.П. Мохирев, Ю.А. Безруких, С.О. Медведев // Инженерный вестник Дона. –2015. –№ 2-2 (36). –С. 81.
19. Попель, О.С. Энергия биомассы / Энергия: экономика, техника, экология. –2016. –№ 11. –С. 2-11.
20. Головков С.И., Коперин И.Ф., Найденов В.И. Энергетическое использование древесных отходов. – М.: Лесная промышленность, 1987. –С. 20-21.
21. Энергетическое использование жидких продуктов быстрого пиролиза древесины / Забелкин С.А., Тунцев Д.В., Грачев А.Н., Башкиров В.Н. //Лесной вестник. – 2010. - №4. –С. – 79-83.
22. Технология производства биотоплива [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.infobio.ru/tiekhnologhiia-proizvodstva-biotopliva> (Дата обращения: 02.04.2020).
23. Технология быстрого пиролиза [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energolesprom.ru/tehnologiya/> (Дата обращения: 18.03.2020).
24. Газификация древесных отходов / Сафин Р.Г., Тимербаев Н.Ф., Ахметова Д.А., Зиатдинов Р.Р., Хабибуллина А.Р. // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. - №8. –С. – 108-111.
25. Газификация древесины и сельскохозяйственных отходов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://c-a-m.narod.ru/techno/wood\\_gasification\\_theory.html](http://c-a-m.narod.ru/techno/wood_gasification_theory.html) (Дата обращения: 18.03.2020).
26. Лямин В.А. Газификация древесины. – М.: Лесная промышленность, 1967. –С. 19-36.
27. Ince Bio Power. Bioenergy infrastructure group [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bioenergyinfrastructure.co.uk/site/ince-bio-power/> (Дата обращения: 02.04.2020).
28. Biomass gasification for energy production [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.holz-kraft.com/en/products/biomass-chp.html> (Дата обращения: 02.04.2020).
29. Wood gasifier combined with existing CHP unit [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.holz-kraft.com/en/products/wood-power-plant.html> (Дата обращения: 02.04.2020).
30. Biomass power plants in cascade [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.holz-kraft.com/en/products/cascade.html> (Дата обращения: 02.04.2020).
31. Gasification of wood chips [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.volund.dk/Biomass\\_energy/Technologies/Gasification\\_of\\_biomass/](http://www.volund.dk/Biomass_energy/Technologies/Gasification_of_biomass/) (Дата обращения: 02.04.2020).
32. Электрогазогенератор АЭС-ГГ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ac-techno.net/utilizatsiya-drevesnykh-otkhodov/elektroenergiya-i-teploenergiya/aes-gg-detail> (Дата обращения: 02.04.2020).
33. Карта-схема зон планируемого освоения лесов по видам их использования Калининградской области. –2018.
34. Публичная кадастровая карта Калининградской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://roscadastr.com/map/kaliningradskaya-oblast> (Дата обращения: 02.04.2020).

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

35. Постановление администрации муниципального образования от 02.08.2010 N 847 «Об утверждении муниципальной программы «Энергосбережение Полесского муниципального района на период 2010-2020 годы»».
36. Постановление правительства Калининградской области от 11.03.2019 N 168 «Об утверждении генерального плана муниципального образования «Полесский городской округ» Калининградской области».
37. Лямин В.А. Газификация древесины. – М.: Лесная промышленность, 1967. –С. 19-36.
38. Газопоршневые установки [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ros-energy.ru/scripts/1.html> (Дата обращения: 20.11.2019).
39. Генераторная станция с двигателем GazEcos на поршневой базе Трансмашхолдинг [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazecos.ru/kz.html> (Дата обращения: 20.11.2019).
40. Перспективы применения когенерационных газопоршневых электростанций / Буянов А.Б., Комаров Д.Ю. //Известия ПГУПС. – 2007. - №1. –С. – 116-135.
41. Обосновывающие материалы к схеме и программе перспективного развития Калининградской области на 2020-2024 годы. –2019.
42. СТО №14198-т1. Схемы принципиальные электрические ОРУ напряжением 6-750 кВ подстанций. – АО «Энергосетьпроект».
43. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – ОАО «ФСК ЕЭС».
44. Схема и программа перспективного развития Калининградской области на 2020-2024 годы. –2019.
45. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. – Министерство электротехнической промышленности СССР.
46. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. –С. 93-111.
47. Разработка комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Калининградской области на шестилетний период с 2019 по 2024 гг. –2019.
48. Мазуркевич В.Н. Справочные сведения по синхронным генераторам тепловых и атомных электростанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования по электрической части электрических станций и подстанций: Белорусский Национальный Технический Университет, 2010. –С. 6-10.
49. Выключатели вакуумные типа ВРС-110 с трансформаторами тока [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/ТИ\\_ВРС-110\\_with\\_TT\\_edition3\\_c.pdf](http://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/ТИ_ВРС-110_with_TT_edition3_c.pdf) (Дата обращения: 18.05.2020).
50. Ошиновка жесткая 110-750 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/jestkaya-oshinovka-dlya-oru-110-220-330-500-750-kv\\_1](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/jestkaya-oshinovka-dlya-oru-110-220-330-500-750-kv_1) (Дата обращения: 18.05.2020).
51. ВРС110 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/cb110kv/vrs110-.htm> (Дата обращения: 18.05.2020).
52. Разъединители серии РГ 35-500 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.zeto.ru/download/7305/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E\\_%D0%A0%D0%93\\_35-500\\_2016.pdf](http://www.zeto.ru/download/7305/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E_%D0%A0%D0%93_35-500_2016.pdf) (Дата обращения: 18.05.2020).
53. Правила устройства электроустановок. – ОАО «ВНИИЭ».

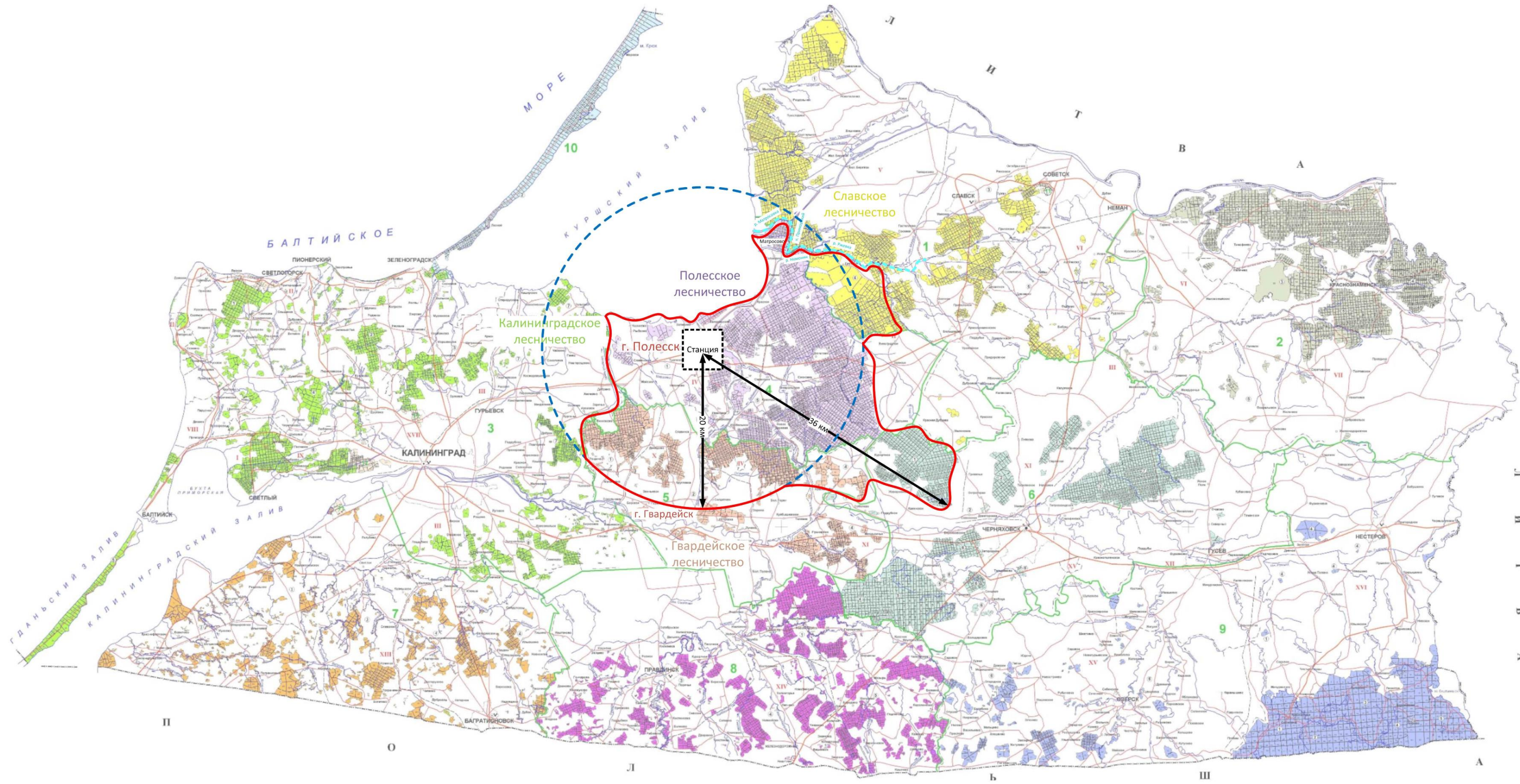
					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

54. Собственные нужды подстанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studbooks.net/2058496/matematika\\_himiya\\_fizika/sobstvennye\\_nuzhdy\\_podstantsii](https://studbooks.net/2058496/matematika_himiya_fizika/sobstvennye_nuzhdy_podstantsii) (Дата обращения: 18.05.2020).
55. ТЛС-400 Трансформатор сухой с литой изоляцией мощностью 400 кВА [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cheb-transformator.com/catalog/tls400> (Дата обращения: 18.05.2020).
56. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций: Сборник документов. Серия 17. Выпуск 27 / Колл. авт. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2017. — 144 с.
57. Карта грозовой активности России. — Гидрометцентр РФ, 2017.
58. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-е изд. Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2005.
59. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6 – 750 кВ. — ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



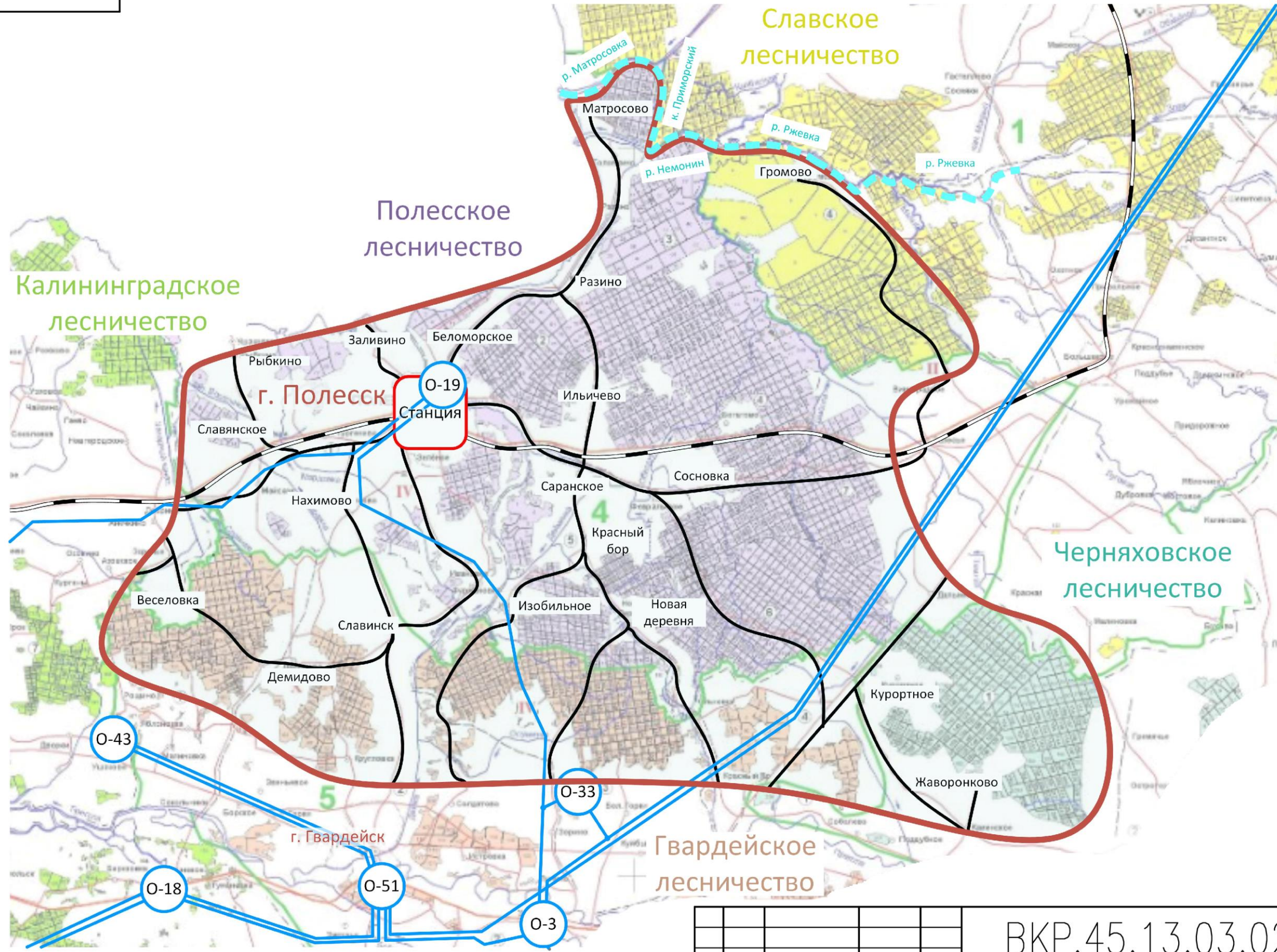
Перв. примен.  
Справ. №  
Погр. и дата  
Взам. инв. №  
Инв. № дубл.  
Погр. и дата  
Инв. № подл.



- Правдинское лесничество
- Багратионовское лесничество
- Нестеровское лесничество
- Черняховское лесничество
- Краснознаменское лесничество
- Славское лесничество
- Полесское лесничество
- Калининградское лесничество
- Гвардейское лесничество

ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ										
Изм	Лист	№ докум.	Погр.	Дата	ТЭЦ на древесных отходах Карта лесничеств Зона сбора отходов			Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Шульган В.И.									
Пров.	Харитонов М.С.									
Т.контр.								Лист 115	Листов 1	
Н.контр.	Сивуха М.Э.				ФГБОУ ВО "КГТУ" Кафедра ЭЭ и СЭ Группа 16-ЭЭ					
Утв.	Белей В.Ф.									





- Зона сбора древесных отходов
- Линии и подстанции 110 кВ
- Автомобильные дороги
- - - Водная граница
- - - Железная дорога

ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ								
Изм	Лист	№ докум.	Погр.	Дата	ТЭЦ на древесных отходах Карта лесничеств Район расположения станции	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Шульган В.И.							
Пров.	Харитонов М.С.							
Т.контр.								
Н.контр.	Сивуха М.Э.					Лист 116	Листов 1	
Утв.	Белей В.Ф.					ФГБОУ ВО "КГТУ" Кафедра ЭЭ и СЭ Группа 16-ЭЭ		

Перв. примен. Справ. № Погр. и дата Инв. № субл. Взам. инв. № Погр. и дата Инв. № подл.



Таблица В.1 – Таблица расчетных связей при нормальном режиме работы подстанции для схемы

Учитываемый элемент	Частота отк.зав. 1/год	Термемая генерируемая мощность, среднее время восстановления и вероятность для различных составных схемы										Вероятный недоотпуск тыс. кВт·ч/год					
		Нормальное		Ремонтное		Q3		Q2		Q1							
		0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053
Q1	0,13	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	0,081
Q2	0,128	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	0,083
Q3	0,099	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	1,329
Wп	0,396	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	0,155
Wо	0,308	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	0,126
T1	0,02	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	0,136
T2	0,02	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	0,136
Суммарный годовой недоотпуск, тыс. кВт·ч/год:																2,047	

ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Шульган В.И.			
Провер.	Харитонов М.С.			
Консульт.	Харитонов М.С.			
Н. Контр.	Сивуха М.Э.			
Утв.	Белей В.Ф.			
ПС 0-19 Полесск				
Показатели надежности				
Таблица				
	Лит.	Лист	Листов	
		117	6	
ФГБОУ ВО «КГТУ» Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16-ЭЭ				



Таблица В.2 – Таблица расчетных связей при наиболее тяжелом режиме работы подстанции для схемы

Учитываемый элемент	Частота отказов, 1/год	Термемая генерируемая мощность, среднее время восстановления и вероятность для различных составной схемы										Вероятный недоотпуск тыс. кВт·ч/год				
		Нормальное					Ремонтное									
		Q1	Q2	Q3	Wп	Wо	T1	T2	Q1	Q2	Q3		Wп	Wо	T1	T2
Q1	0,13	127,9 1	113,2 1	14,7 13,33	127,9 1	14,7 7,65	0,00053 0,0000689	0,00053 0,0000689	0,00053 0,0000689	0,00452 0,0005876	0,00426 0,0005538	0,00603 0,0007839	0,00603 0,0007839	127,9 1	127,9 1	15,124
Q2	0,128	127,9 1	113,2 1	14,7 13,33	127,9 1	14,7 7,65	0,00053 0,0000689	0,00053 0,0000689	0,00053 0,0000689	0,00452 0,0005876	0,00426 0,0005538	0,00603 0,0007839	0,00603 0,0007839	127,9 1	127,9 1	14,895
Q3	0,099	127,9 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	0,00053 0,00005247	0,00053 0,00005247	0,00053 0,00005247	0,00452 0,00044748	0,00426 0,00042174	0,00603 0,00059697	0,00603 0,00059697	127,9 1	127,9 1	11,466
Wп	0,396	113,2 9	113,2 9	14,7 7,65	113,2 9	14,7 7,65	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	113,2 9	113,2 9	365,666
Wо	0,308	113,2 9	113,2 9	14,7 7,65	113,2 9	14,7 7,65	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	0,00020988 0,00020988	113,2 9	113,2 9	284,413
T1	0,02	113,2 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	0,000106 0,0000106	0,000106 0,0000106	0,000106 0,0000106	0,000106 0,0000904	0,000106 0,0000852	0,000106 0,0000852	0,000106 0,0000852	113,2 1	14,7 83,33	2,172
T2	0,02	113,2 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	0,000106 0,0000106	0,000106 0,0000106	0,000106 0,0000904	0,000106 0,0000852	0,000106 0,0000852	0,000106 0,0000852	0,000106 0,0000852	113,2 1	14,7 83,33	2,172
Суммарный годовой недоотпуск, тыс. кВт·ч/год:														695,907		

Таблица В.3 – Таблица расчетных связей при нормальном режиме работы подстанции для схемы 110-5АН

Учитываемый элемент	Частота отказов, 1/год	Теряемая генерируемая мощность, среднее время восстановления и вероятность для различных состояний схемы										Вероятный недоотпуск тыс. кВт·ч/год					
		Нормальное		Ремонтное													
		Q1	Q2	Q3	Wп	Wo	T1	T2	Q1	Q2	Q3		Wп	Wo	T1	T2	
Q1	0,13	14,7 13,33	14,7 13,33	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 19,3	14,7 19,3	0,00603 0,00603	0,224
Q2	0,128	14,7 13,33	14,7 13,33	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 19,3	14,7 19,3	0,000689 0,000689	0,221
Q3	0,159	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	0,0006784 0,0006784	2,135
Wп	0,396	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	0,0008427 0,0008427	0,163
Wo	0,308	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	0,00071868 0,00071868	0,132
T1	0,02	14,7 1	14,7 19,3	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	0,0016324 0,0016324	0,138
T2	0,02	14,7 19,3	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	14,7 1	0,000106 0,000106	0,138
Суммарный годовой недоотпуск, тыс. кВт·ч/год:															3,151		

Таблица В.4 – Таблица расчетных связей при наиболее тяжелом режиме работы подстанции для схемы

Учитываемый элемент	Частота отключ., 1/год	Теряемая генерируемая мощность, среднее время восстановления и вероятность для различных состояний схемы												Вероятный недоотпуск тыс. кВт·ч/год
		Нормальное		Ремонтное										
		0,97757	0,00053	Q1	Q2	Q3	Wh	Wo	T1	T2				
Q1	113,2	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	13,556
	1	1	13,33	1	13,33	1	13,33	1	13,33	1	13,33	1	13,33	
Q2	0,128	0,1270841	0,0000639	0,0000639	0,0000639	0,0005876	0,0005538	0,0007839	0,0007839	0,0007839	0,0007839	0,0007839	0,0007839	13,348
	113,2	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	
Q3	0,159	0,12512896	0,00006784	0,00006784	0,00006784	0,00057856	0,00054528	0,00077184	0,00077184	0,00077184	0,00077184	0,00077184	0,00077184	22,279
	127,9	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	
Wп	0,396	0,15543363	0,00008427	0,00008427	0,00008427	0,00071868	0,00067734	0,00093877	0,00093877	0,00093877	0,00093877	0,00093877	0,00093877	365,669
	113,2	113	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	
Wo	0,308	0,38711772	0,00020988	0,00020988	0,00020988	0,0020988	0,00163696	0,00238788	0,00238788	0,00238788	0,00238788	0,00238788	0,00238788	284,419
	113,2	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	113,2	14,7	
T1	0,02	0,30109156	0,00016324	0,00016324	0,00016324	0,00139216	0,000852	0,00185724	0,00185724	0,00185724	0,00185724	0,00185724	0,00185724	0,159
	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	
T2	0,02	0,0195514	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000904	0,0000852	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,159
	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	
		0,0195514	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000904	0,0000852	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,0001206	699,589
Суммарный годовой недоотпуск, тыс. кВт·ч/год:														

Таблица В.5 – Таблица расчетных связей при нормальном режиме работы подстанции для схемы 110-7

Учитываемый элемент	Частота отказов, 1/год	Теряемая генерируемая мощность, среднее время восстановления и вероятность для различных состояний схемы										Вероятный недоотпуск тыс. кВт·ч/год
		Ремонтное										
Нормальное		Q1	Q2	Q3	Q4	Wп	W0	T1	T2			
Q1	0,13	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00452	0,00426	0,00603	0,00603	0,00603	0,00603	0,019
		14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	
Q2	0,128	0,00006784	0,00006784	0,00006784	0,00006784	0,0005876	0,0005538	0,0007839	0,0007839	0,0007839	0,0007839	0,019
		14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	
Q3	0,099	0,00005247	0,00005247	0,00005247	0,00005247	0,00044748	0,00042174	0,00059697	0,00059697	0,00059697	0,00059697	0,015
		14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	
Q4	0,159	0,00008427	0,00008427	0,00008427	0,00008427	0,00071868	0,0006734	0,00093877	0,00093877	0,00093877	0,00093877	0,023
		14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	
Wп	0,396	0,00020988	0,00020988	0,00020988	0,00020988		14,7					0,128
		5,63	5,63	5,63	5,63	0,00238788	0,00238788	0,00238788	0,00238788	0,00238788	0,00238788	
W0	0,308	0,00016324	0,00016324	0,00016324	0,00016324	14,7						0,105
		5,63	5,63	5,63	5,63	0,00185724	0,00185724	0,00185724	0,00185724	0,00185724	0,00185724	
T1	0,02	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000904	0,0000852	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,135
		14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	
T2	0,02	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000904	0,0000852	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,0001206	0,135
		14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	
Суммарный годовой недоотпуск, тыс. кВт·ч/год											0,579	

Таблица В.6 – Таблица расчетных связей при наиболее тяжелом режиме работы подстанции для схемы

Учитываемый элемент	Частота отказов, 1/год	Теряемая генерируемая мощность, среднее время восстановления и вероятность для различных состояний схемы												Вероятный недоотпуск тыс. кВт·ч/год			
		Нормальное		Ремонтное													
		0,97704	0,00053	Q1	Q2	Q3	Q4	Wп	W6	Т1	Т2	0,00003					
Q1	0,13	113,2 1	113,2 13,33 1	14,7 1	113,2 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	127,9 1	13,520	
Q2	0,128	113,2 1	113,2 13,33 1	14,7 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	13,312
Q3	0,099	113,2 1	113,2 13,33 1	14,7 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	10,296
Q4	0,159	113,2 1	113,2 13,33 1	14,7 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	113,2 13,33 1	16,536
Wп	0,396	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	365,639
W6	0,308	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	113,2 9	284,392
T1	0,02	0,0195408	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,137
T2	0,02	0,0195408	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,0000106	0,137
Суммарный годовой недоотпуск, тыс. кВт·ч/год												703,969					



Перв. примен.

Справ. №

Погр. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Погр. и дата

Инв. № подл.

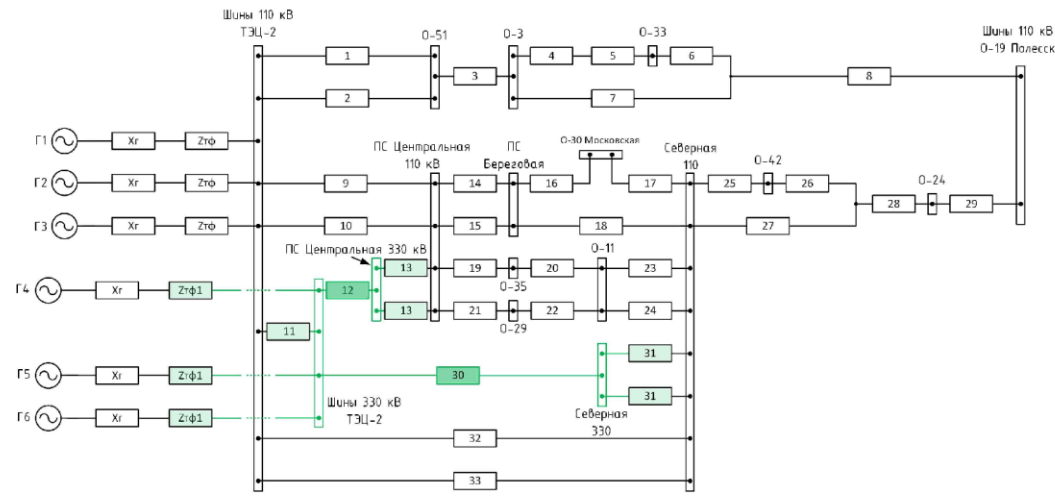


Рисунок Г.1 – Схема замещения от генераторов ТЭЦ-2 до О-19 "Полесск"

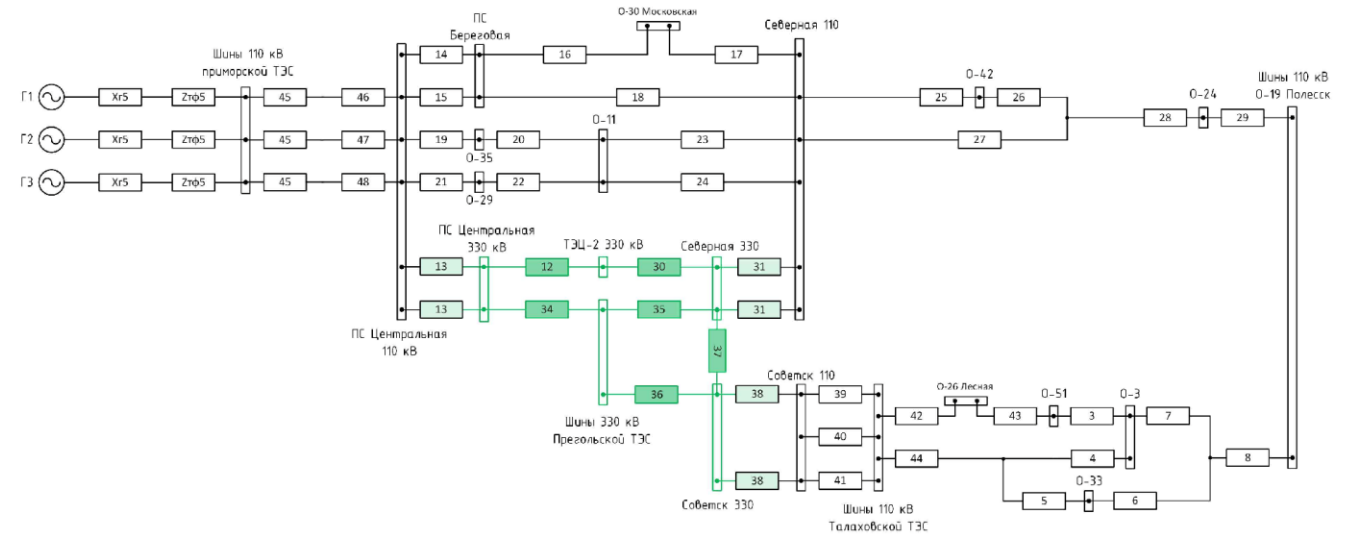


Рисунок Г.3 – Схема замещения от генераторов Приморской ТЭС до О-19 "Полесск"

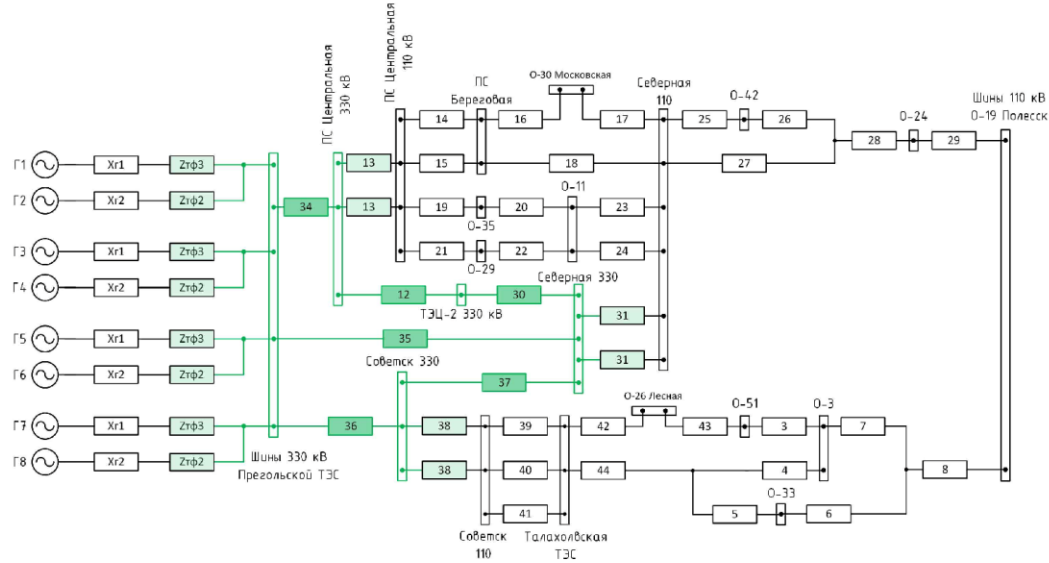


Рисунок Г.2 – Схема замещения от генераторов Прегольской ТЭС до О-19 "Полесск"

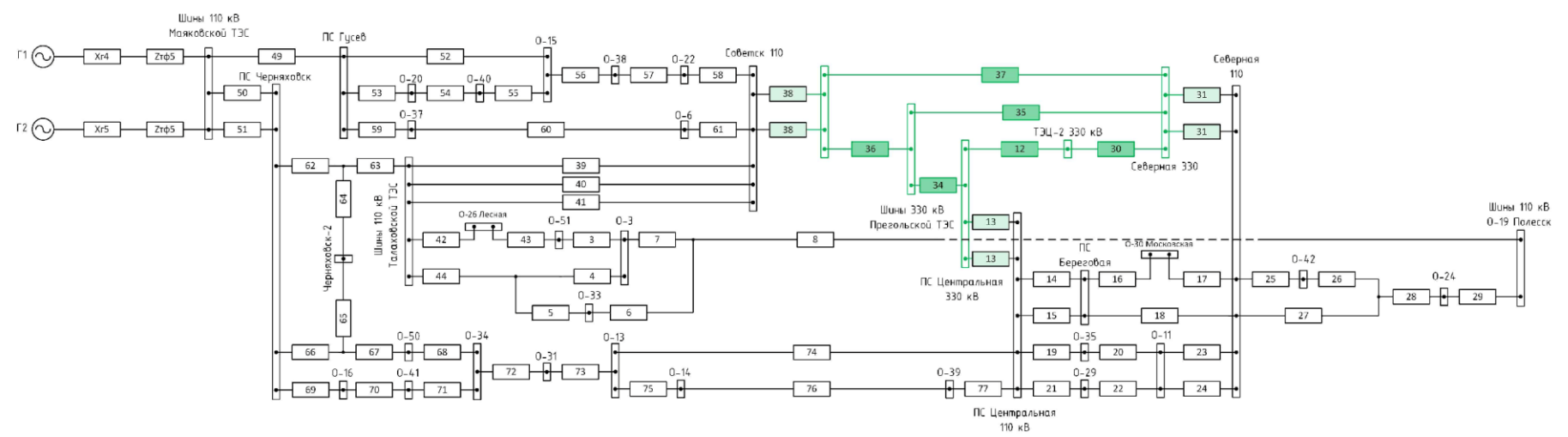


Рисунок Г.4 – Схема замещения от генераторов Талаховской ТЭС до О-19 "Полесск"

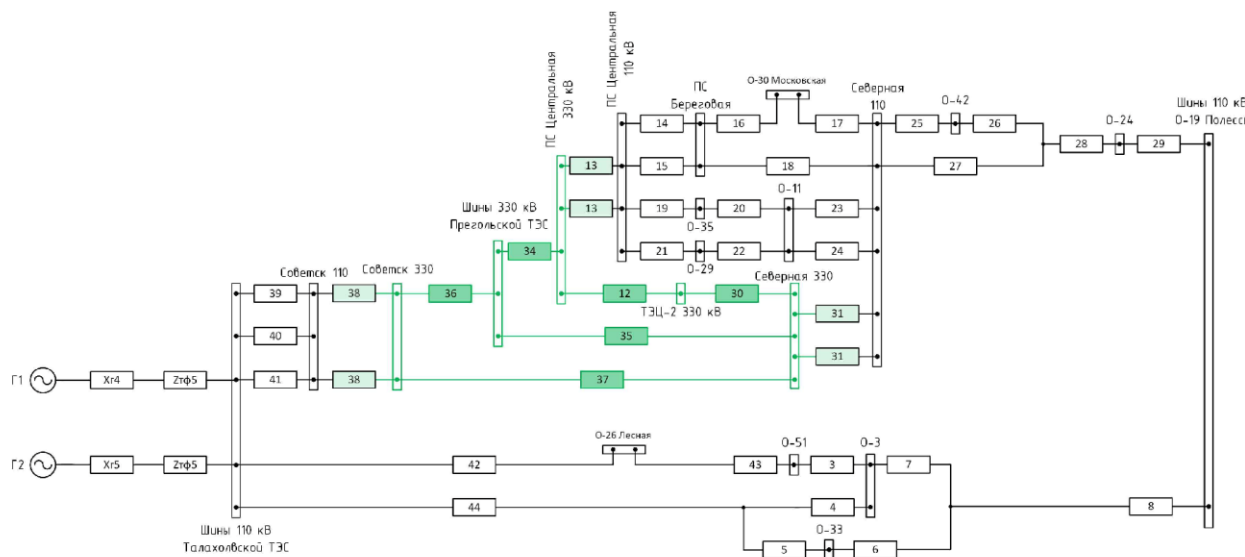


Рисунок Г.5 – Схема замещения от генераторов Маяковской ТЭС до О-19 "Полесск"

ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ				
Изм	Лист	№ докум.	Погр.	Дата
Разраб.	Шульган В.И.			
Пров.	Харитонов М.С.			
Т.контр.				
Н.контр.	Сивуха М.Э.			
Утв.	Белей В.Ф.			
ПС О-19 Полесск Расчет токов КЗ Схемы замещения			Лит.	Масса
			Лист 123	Листов 1
			ФГБОУ ВО "КГТУ" Кафедра ЭЭ и СЭ Группа 16-ЭЭ	



### Расчет схемы замещения относительно ТЭЦ-2

Расчет будет проводиться следующим образом: на рисунке будут изображены преобразования схемы замещения, а под рисунком произведены расчеты. Преобразования треугольников сопротивлений в звезды сопротивлений и наоборот помечены соответствующим знаком на рисунках.

Первый этап преобразования представлен на рисунке Д.1.

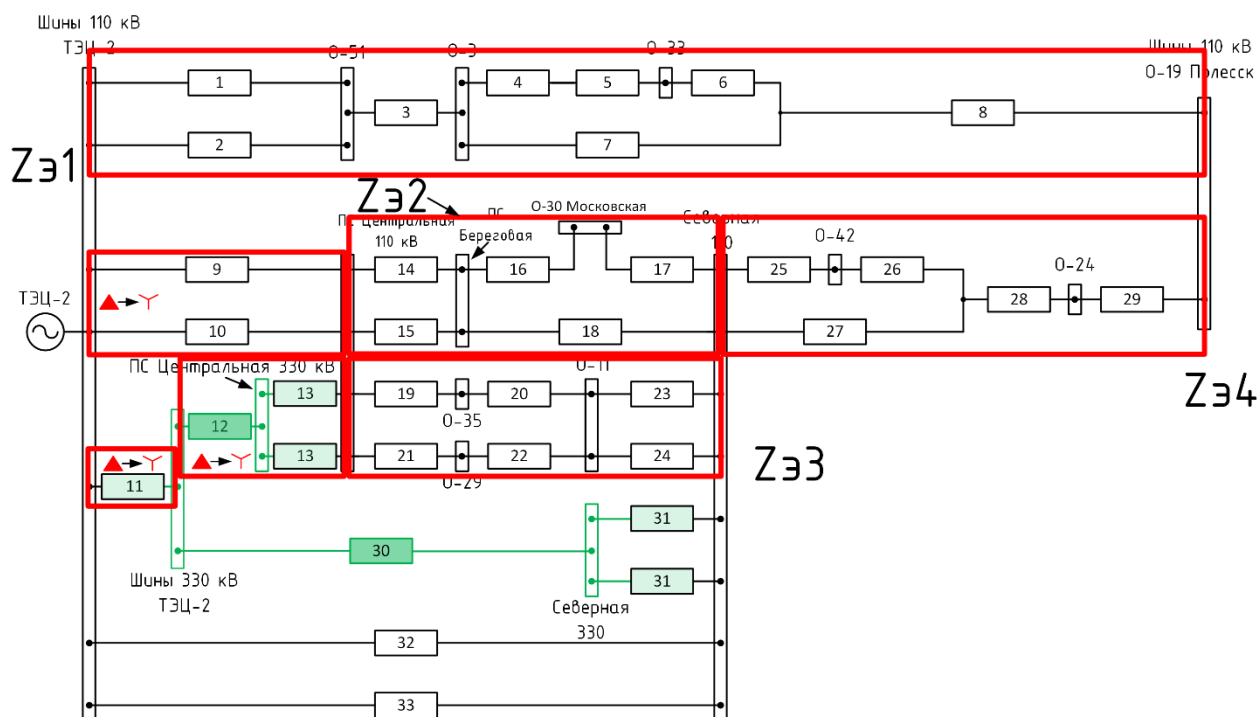


Рисунок Д.1 – Первый этап преобразования схемы от ТЭЦ-2

Эквивалентные сопротивления  $Z_{э1} - Z_{э4}$  найдены по формулам (Д.1-Д.4).

$$Z_{э1} = \frac{1}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2}} + Z_3 + \frac{1}{\frac{1}{Z_4 + Z_5 + Z_6} + \frac{1}{Z_7}} + Z_8 = 13,852 + 64,271j \text{ Ом} \quad (\text{Д.1})$$

$$Z_{э2} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{14}} + \frac{1}{Z_{15}}} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{16} + Z_{17}} + \frac{1}{Z_{18}}} = 4,02 + 11,796j \text{ Ом} \quad (\text{Д.2})$$

				<b>ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.	Шульган В.И.				Лит.	Листов
Провер.	Харитонов М.С.					124 / 18
Рцков.	Харитонов М.С.				ФГБОУ ВО «КГТУ» Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16-ЭЭ	
Н. Контр.	Сивуха М.Э.					
Утв.	Белей В.Ф.					
ПС О-19 Полесск Расчет токов КЗ						

$$Z_{\text{э3}} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{19} + Z_{20}} + \frac{1}{Z_{21} + Z_{22}}} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{23}} + \frac{1}{Z_{24}}} = 6,609 + 19,296j \text{ Ом} \quad (\text{Д.3})$$

$$Z_{\text{э4}} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{25} + Z_{26}} + \frac{1}{Z_{27}}} + Z_{28} + Z_{29} = 12,617 + 55,348j \text{ Ом} \quad (\text{Д.4})$$

Первый этап расчета схемы требует преобразования треугольника сопротивлений в звезду сопротивлений. Это можно осуществить посредством следующих формул:

$$Z_a = \frac{Z_{ab} \cdot Z_{ac}}{Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc}} \quad (\text{Д.5})$$

$$Z_b = \frac{Z_{ab} \cdot Z_{bc}}{Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc}} \quad (\text{Д.6})$$

$$Z_c = \frac{Z_{bc} \cdot Z_{ac}}{Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc}} \quad (\text{Д.7})$$

$$Z_a = \frac{\frac{1}{\frac{1}{Z_9} + \frac{1}{Z_{10}}} \cdot Z_{11}}{\frac{1}{\frac{1}{Z_9} + \frac{1}{Z_{10}}} + Z_{11} + \left(\frac{Z_{13}}{2} + Z_{12}\right)} = 0,05 + 2,857j \text{ Ом}$$

$$Z_b = \frac{\frac{1}{\frac{1}{Z_9} + \frac{1}{Z_{10}}} \cdot \left(\frac{Z_{13}}{2} + Z_{12}\right)}{\frac{1}{\frac{1}{Z_9} + \frac{1}{Z_{10}}} + Z_{11} + \left(\frac{Z_{13}}{2} + Z_{12}\right)} = 0,163 + 2,024j \text{ Ом}$$

$$Z_c = \frac{Z_{11} \cdot \left(\frac{Z_{13}}{2} + Z_{12}\right)}{\frac{1}{\frac{1}{Z_9} + \frac{1}{Z_{10}}} + Z_{11} + \left(\frac{Z_{13}}{2} + Z_{12}\right)} = 0,035 + 1,514j \text{ Ом}$$

Второй этап преобразования схемы замещения показан на рисунке Д.2.

Эквивалентное сопротивление  $Z_{\text{э5}}$  найдено по формуле (Д.8).

$$Z_{\text{э5}} = Z_a + \frac{1}{\frac{1}{Z_b + \frac{1}{\frac{1}{Z_{\text{э2}} + \frac{1}{Z_{\text{э3}}}}} + \frac{1}{Z_c + Z_{30} + \frac{Z_{31}}{2}}} = 0,723 + 6,966j \text{ Ом} \quad (\text{Д.8})$$

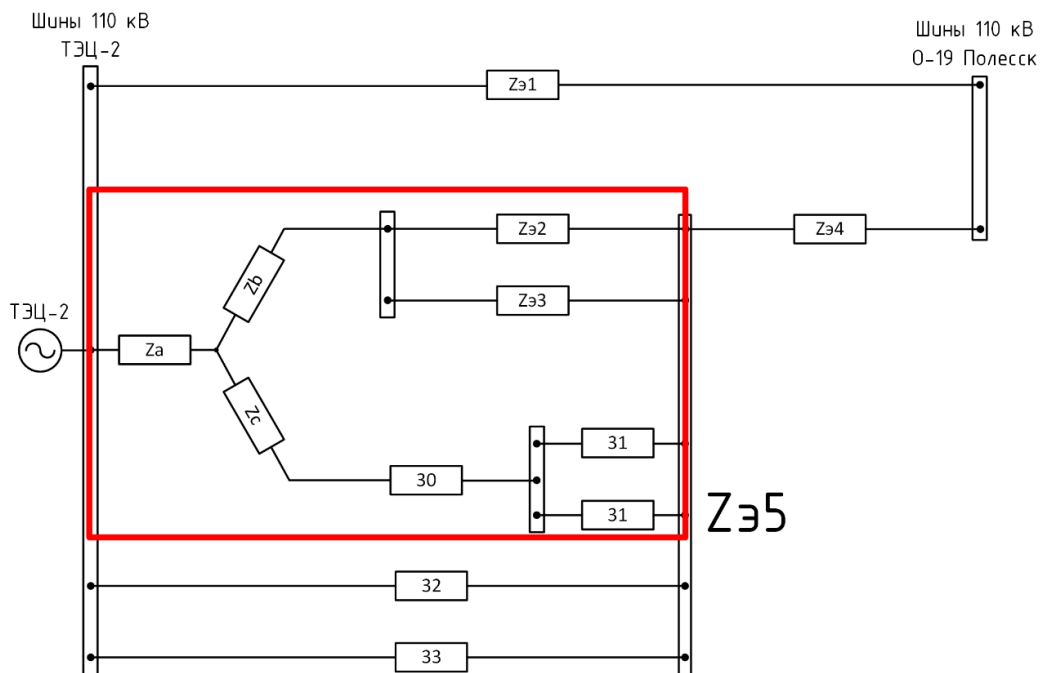


Рисунок Д.2 – Второй этап преобразования схемы от ТЭЦ-2

Третий этап преобразования схемы замещения показан на рисунке Д.3.

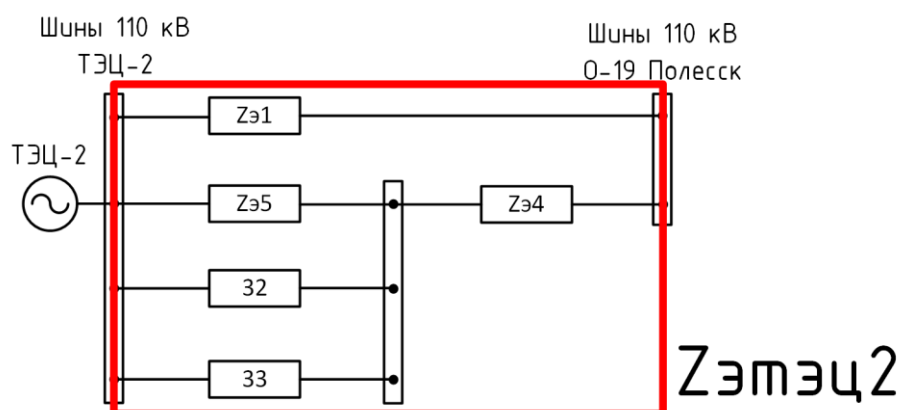


Рисунок Д.3 – Третий этап преобразования схемы от ТЭЦ-2

Итоговое эквивалентное сопротивление  $Z_{э\text{тэц}2}$  найдено по формуле (Д.9).

$$Z_{э\text{тэц}2} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{э1}} + \frac{1}{\frac{1}{\frac{1}{Z_{э5}} + \frac{1}{Z_{32}} + \frac{1}{Z_{33}}} + Z_{э4}}} = 6,717 + 30,921j \text{ Ом} \quad (\text{Д.9})$$

Найденное сопротивление  $Z_{э\text{тэц}2}$  – это эквивалентное сопротивление от шин ТЭЦ-2 до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск.

## Расчет схемы замещения относительно Прегольской ТЭС

Первый этап преобразования представлен на рисунке Д.4.

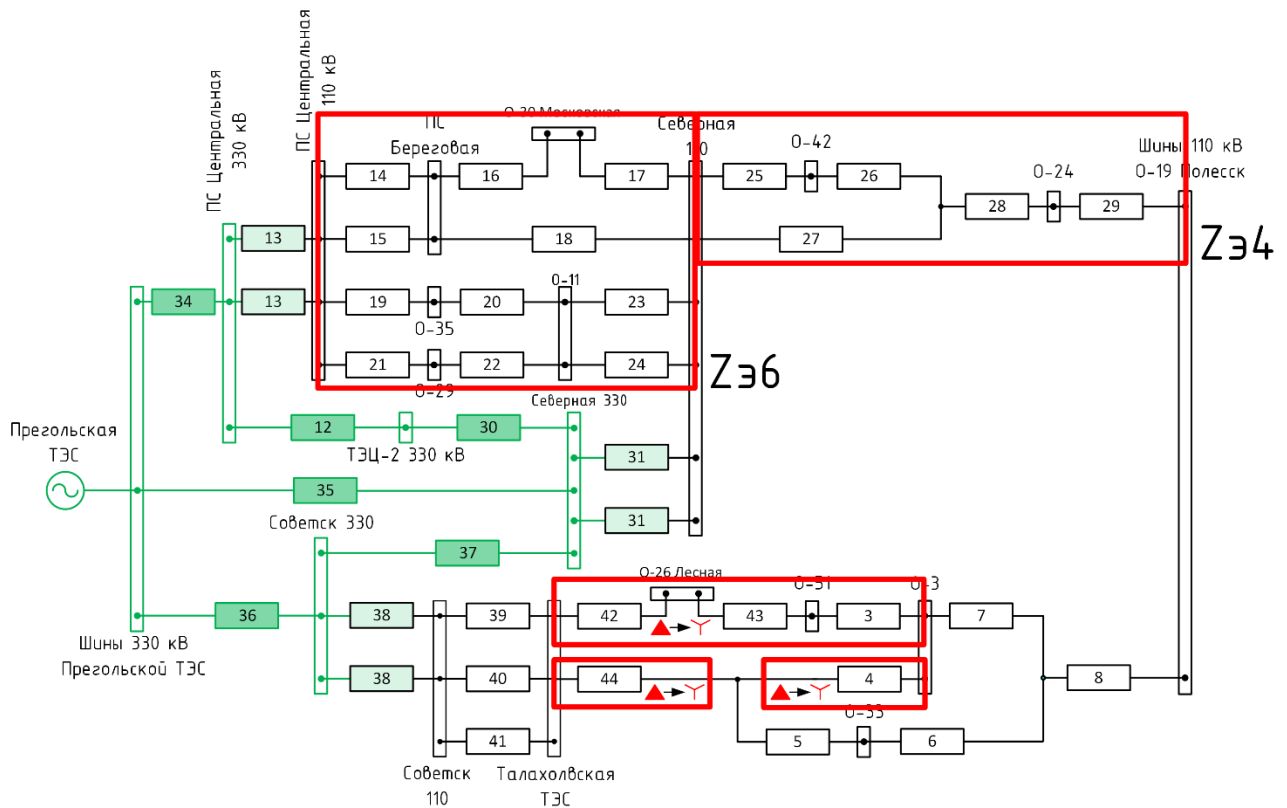


Рисунок Д.4 – Первый этап преобразования схемы от Прегольской ТЭС

Сопротивление  $Z_{34}$  было найдено ранее (формула Д.4). Эквивалентное сопротивление  $Z_{36}$  может быть найдено по уже известным сопротивлениям  $Z_{32}$ ,  $Z_{33}$  по формуле (Д.10).

$$Z_{36} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{32}} + \frac{1}{Z_{33}}} = 2,5 + 7,321j \text{ Ом} \quad (\text{Д.10})$$

Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (Д.5-Д.7):

$$Z_{a1} = \frac{(Z_{42} + Z_{43} + Z_3) \cdot Z_{44}}{(Z_{42} + Z_{43} + Z_3) + Z_{44} + Z_4} = 10,685 + 60,96j \text{ Ом}$$

$$Z_{b1} = \frac{(Z_{42} + Z_{43} + Z_3) \cdot Z_4}{(Z_{42} + Z_{43} + Z_3) + Z_{44} + Z_4} = 0,428 + 2,254j \text{ Ом}$$

$$Z_{c1} = \frac{Z_4 \cdot Z_{44}}{(Z_{42} + Z_{43} + Z_3) + Z_{44} + Z_4} = 0,223 + 1,818j \text{ Ом}$$

Второй этап преобразования показан на рисунке Д.5.

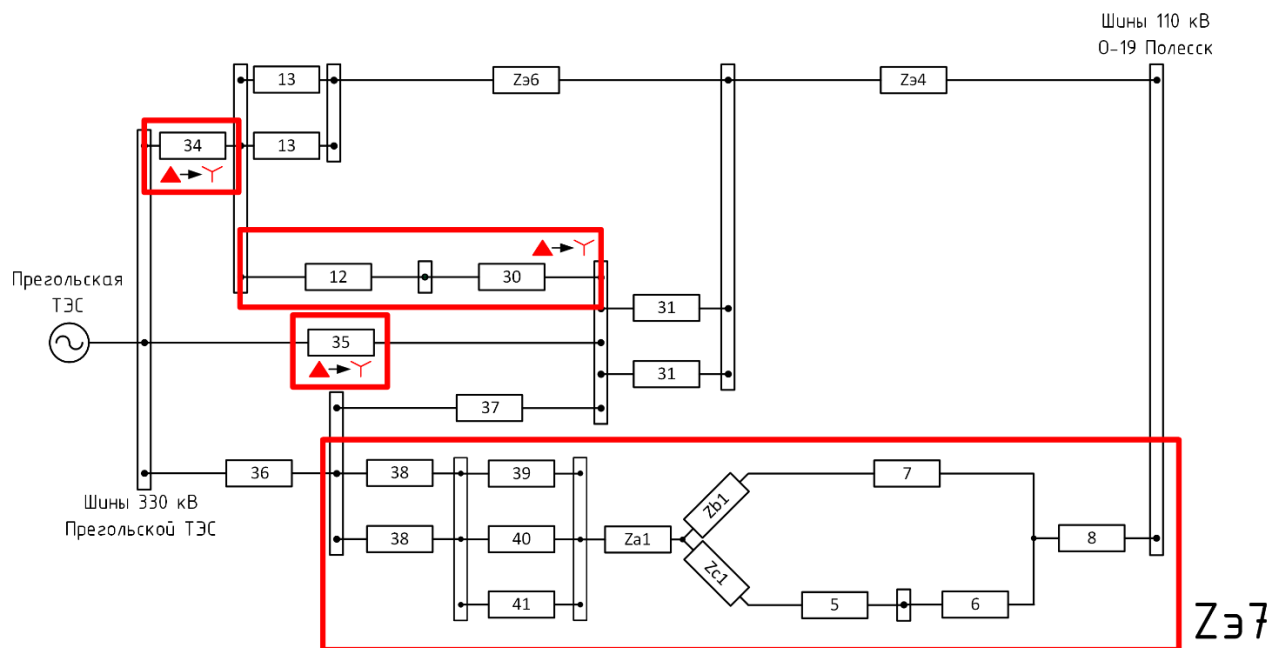


Рисунок Д.5 – Второй этап преобразования схемы от Прегольской ТЭС

Сопротивление  $Z_{37}$  можно найти по формуле (Д.11).

$$Z_{37} = \frac{Z_{38}}{2} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{39}} + \frac{1}{Z_{40}} + \frac{1}{Z_{41}}} + Z_{a1} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{b1} + Z_7} + \frac{1}{Z_{c1} + Z_5 + Z_6}} + Z_8 \quad (Д.11)$$

$$= 21,441 + 97,953j \text{ Ом}$$

Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (Д.5-Д.7):

$$Z_{a2} = \frac{Z_{34} \cdot Z_{35}}{(Z_{12} + Z_{30}) + Z_{34} + Z_{35}} = 0,078 + 0,323j \text{ Ом}$$

$$Z_{b2} = \frac{Z_{34} \cdot (Z_{12} + Z_{30})}{(Z_{12} + Z_{30}) + Z_{34} + Z_{35}} = 0,061 + 0,254j \text{ Ом}$$

$$Z_{c2} = \frac{(Z_{12} + Z_{30}) \cdot Z_{35}}{(Z_{12} + Z_{30}) + Z_{34} + Z_{35}} = 0,42 + 1,986j \text{ Ом}$$

Третий этап преобразования показан на рисунке Д.6.





Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (Д.5-Д.7):

$$Z_{a4} = \frac{(Z_{a2} + Z_{a3}) \cdot Z_{36}}{(Z_{a2} + Z_{a3}) + Z_{36} + (Z_{c3} + Z_{37})} = 0,221 + 0,844j \text{ Ом}$$

$$Z_{b4} = \frac{(Z_{a2} + Z_{a3}) \cdot (Z_{c3} + Z_{37})}{(Z_{a2} + Z_{a3}) + Z_{36} + (Z_{c3} + Z_{37})} = 0,183 + 0,719j \text{ Ом}$$

$$Z_{c4} = \frac{(Z_{c3} + Z_{37}) \cdot Z_{36}}{(Z_{a2} + Z_{a3}) + Z_{36} + (Z_{c3} + Z_{37})} = 1,607 + 6,226j \text{ Ом}$$

Пятый этап преобразования показан на рисунке Д.8.

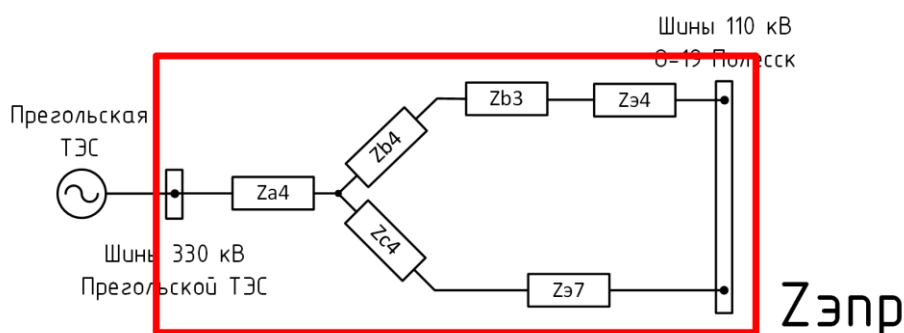


Рисунок Д.8 – Пятый этап преобразования схемы от Прегольской ТЭС

Итоговое эквивалентное сопротивление  $Z_{эпр}$  найдено по формуле (Д.12).

$$Z_{эпр} = Z_{a4} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{b4} + Z_{b3} + Z_{э4}} + \frac{1}{Z_{c4} + Z_{э7}}} = 8,496 + 38,203j \text{ Ом} \quad (\text{Д.12})$$

Найденное сопротивление  $Z_{эпр}$  – это эквивалентное сопротивление от шин Прегольской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск.

### Расчет схемы замещения относительно Приморской ТЭС

Первый этап преобразования представлен на рисунке Д.9.

Сопротивления  $Z_{э4}$ ,  $Z_{э6}$  и  $Z_{э7}$  известны (формулы Д.4, Д.10, Д.11). Сопротивление  $Z_{э8}$  может быть рассчитано по формуле (Д.13).

$$Z_{\text{э8}} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{45} + Z_{46}} + \frac{1}{Z_{45} + Z_{47}} + \frac{1}{Z_{45} + Z_{48}}} = 0,973 + 6,445j \text{ Ом} \quad (\text{Д.13})$$

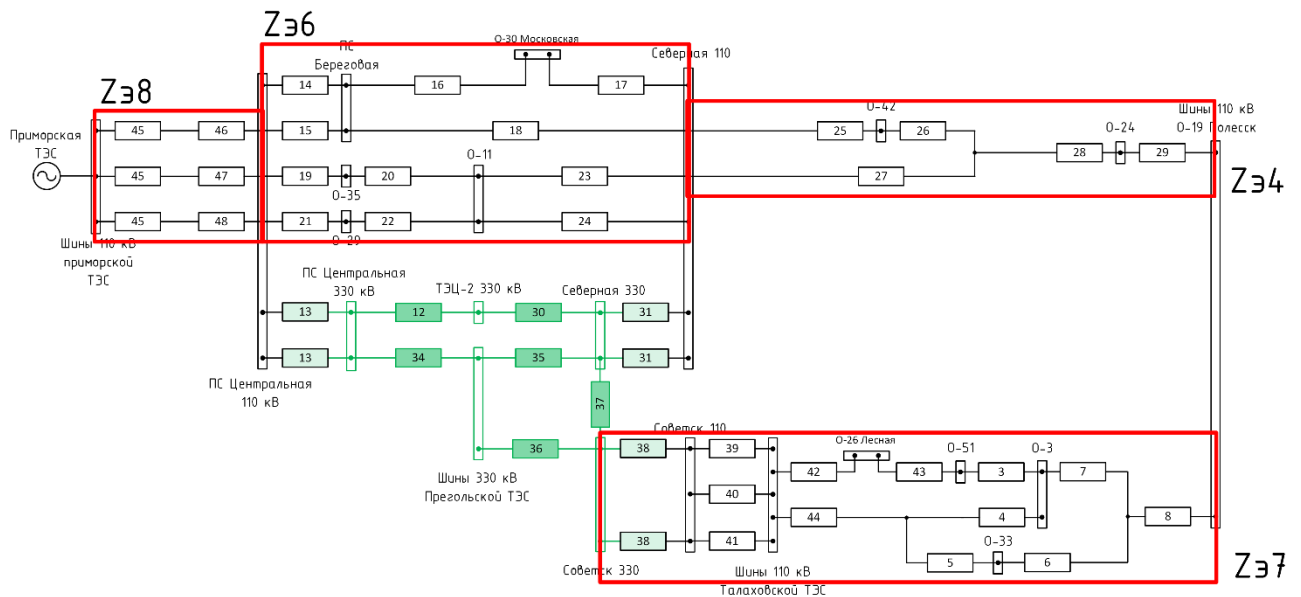


Рисунок Д.9 – Первый этап преобразования схемы от Приморской ТЭС

Второй этап преобразования показан на рисунке Д.10.

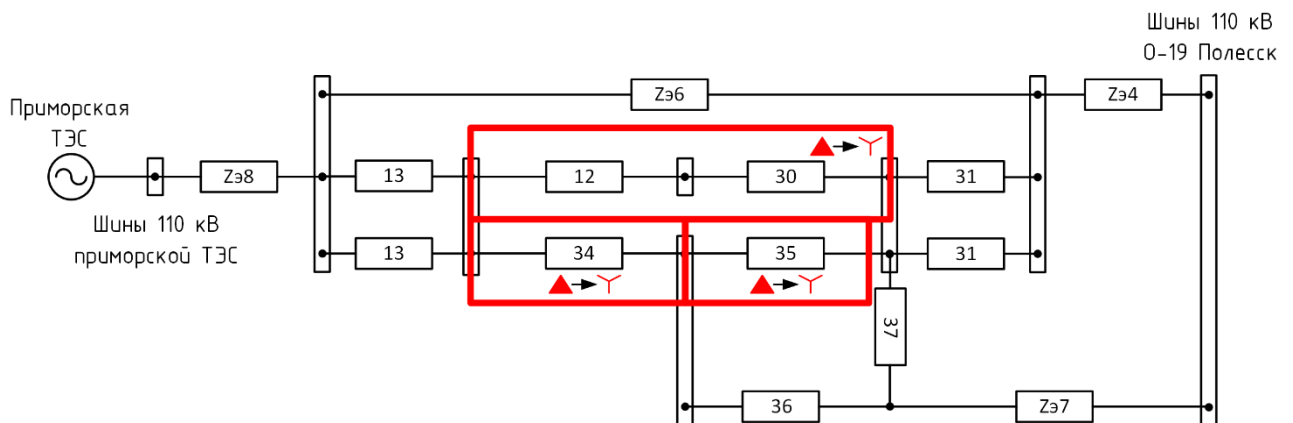


Рисунок Д.10 – Второй этап преобразования схемы от Приморской ТЭС

Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (Д.5-Д.7):

$$Z_{a5} = \frac{Z_{34} \cdot (Z_{12} + Z_{30})}{(Z_{12} + Z_{30}) + Z_{34} + Z_{35}} = 0,061 + 0,254j \text{ Ом}$$

$$Z_{b5} = \frac{Z_{35} \cdot (Z_{12} + Z_{30})}{(Z_{12} + Z_{30}) + Z_{34} + Z_{35}} = 0,42 + 1,986j \text{ Ом}$$

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

$$Z_{c5} = \frac{Z_{34} \cdot Z_{35}}{(Z_{12} + Z_{30}) + Z_{34} + Z_{35}} = 0,078 + 0,323j \text{ Ом}$$

Третий этап преобразования показан на рисунке Д.11.

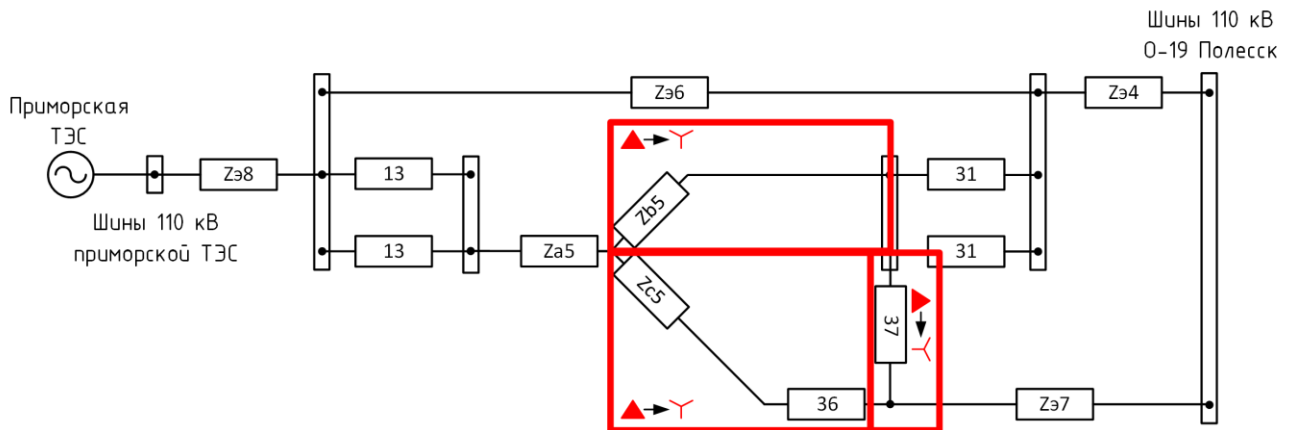


Рисунок Д.11 – Третий этап преобразования схемы от Приморской ТЭС

Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (Д.5-Д.7):

$$Z_{a6} = \frac{Z_{b5} \cdot (Z_{c5} + Z_{36})}{Z_{b5} + (Z_{c5} + Z_{36}) + Z_{37}} = 0,22 + 0,629j \text{ Ом}$$

$$Z_{b6} = \frac{Z_{b5} \cdot Z_{37}}{Z_{b5} + (Z_{c5} + Z_{36}) + Z_{37}} = 0,216 + 0,615j \text{ Ом}$$

$$Z_{c6} = \frac{Z_{37} \cdot (Z_{c5} + Z_{36})}{Z_{b5} + (Z_{c5} + Z_{36}) + Z_{37}} = 1,622 + 6,279j \text{ Ом}$$

Четвертый этап преобразования показан на рисунке Д.12.

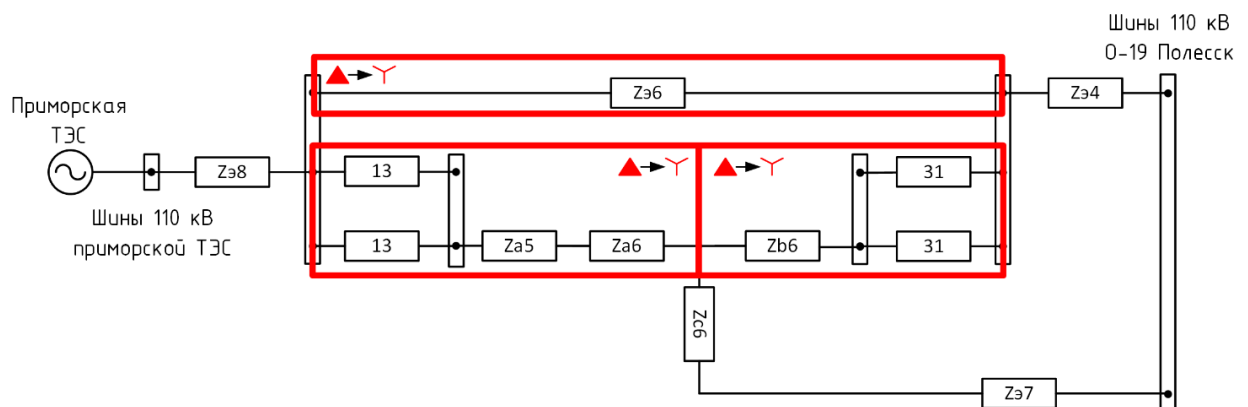


Рисунок Д.12 – Четвертый этап преобразования схемы от Приморской ТЭС

Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (Д.5-Д.7):

$$Z_{a7} = \frac{Z_{\varepsilon 6} \cdot \left(\frac{Z_{13}}{2} + Z_{a5} + Z_{a6}\right)}{Z_{\varepsilon 6} + \left(\frac{Z_{13}}{2} + Z_{a5} + Z_{a6}\right) + \left(\frac{Z_{31}}{2} + Z_{b6}\right)} = 0,415 + 2,01j \text{ Ом}$$

$$Z_{b7} = \frac{Z_{\varepsilon 6} \cdot \left(\frac{Z_{31}}{2} + Z_{b6}\right)}{Z_{\varepsilon 6} + \left(\frac{Z_{13}}{2} + Z_{a5} + Z_{a6}\right) + \left(\frac{Z_{31}}{2} + Z_{b6}\right)} = 0,365 + 1,883j \text{ Ом}$$

$$Z_{c7} = \frac{\left(\frac{Z_{31}}{2} + Z_{b6}\right) \cdot \left(\frac{Z_{13}}{2} + Z_{a5} + Z_{a6}\right)}{Z_{\varepsilon 6} + \left(\frac{Z_{13}}{2} + Z_{a5} + Z_{a6}\right) + \left(\frac{Z_{31}}{2} + Z_{b6}\right)} = -0,071 + 1,025j \text{ Ом}$$

Пятый этап преобразования показан на рисунке Д.13.

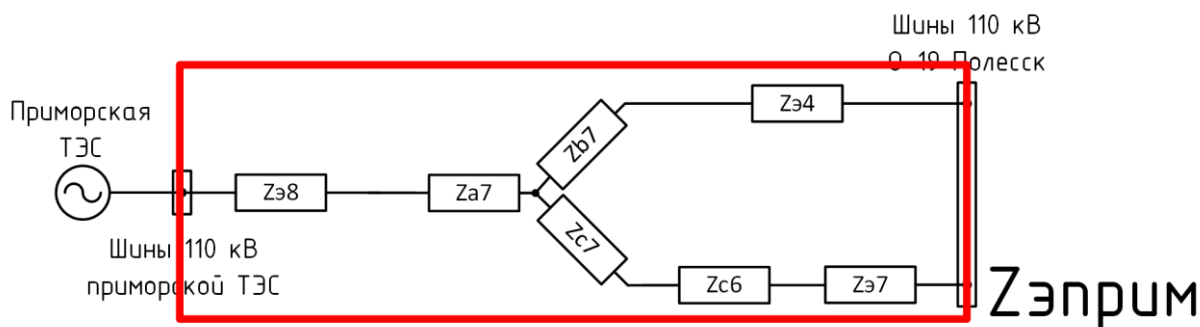


Рисунок Д.13 – Пятый этап преобразования схемы от Приморской ТЭС

Итоговое эквивалентное сопротивление  $Z_{\varepsilon прим}$  найдено по формуле (Д.14).

$$Z_{\varepsilon прим} = Z_{\varepsilon 8} + Z_{a7} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{b7} + Z_{\varepsilon 4}} + \frac{1}{Z_{c7} + Z_{c6} + Z_{\varepsilon 7}}} = 9,688 + 45,517j \text{ Ом} \quad (\text{Д.14})$$

Найденное сопротивление  $Z_{\varepsilon прим}$  – это эквивалентное сопротивление от шин Приморской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск.

### Расчет схемы замещения относительно Талаховской ТЭС

Первый этап преобразования представлен на рисунке Д.14.

Сопротивления  $Z_{\varepsilon 4}$  и  $Z_{\varepsilon 6}$  известны (формулы Д.4, Д.10). Преобразование треугольника сопротивлений  $Z_{42}, Z_{43}, Z_{44}; Z_3; Z_4$  в звезду также проводилось ранее.

Сопротивления  $Z_{э8}, Z_{э9}$  можно найти по следующим формулам:

$$Z_{э9} = Z_{a1} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{b1} + Z_7} + \frac{1}{Z_{c1} + Z_5 + Z_6}} + Z_8 = 17,554 + 83,313j \text{ Ом} \quad (\text{Д.15})$$

$$Z_{э10} = \frac{Z_{38}}{2} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{39}} + \frac{1}{Z_{40}} + \frac{1}{Z_{41}}} = 3,887 + 14,539j \text{ Ом} \quad (\text{Д.16})$$

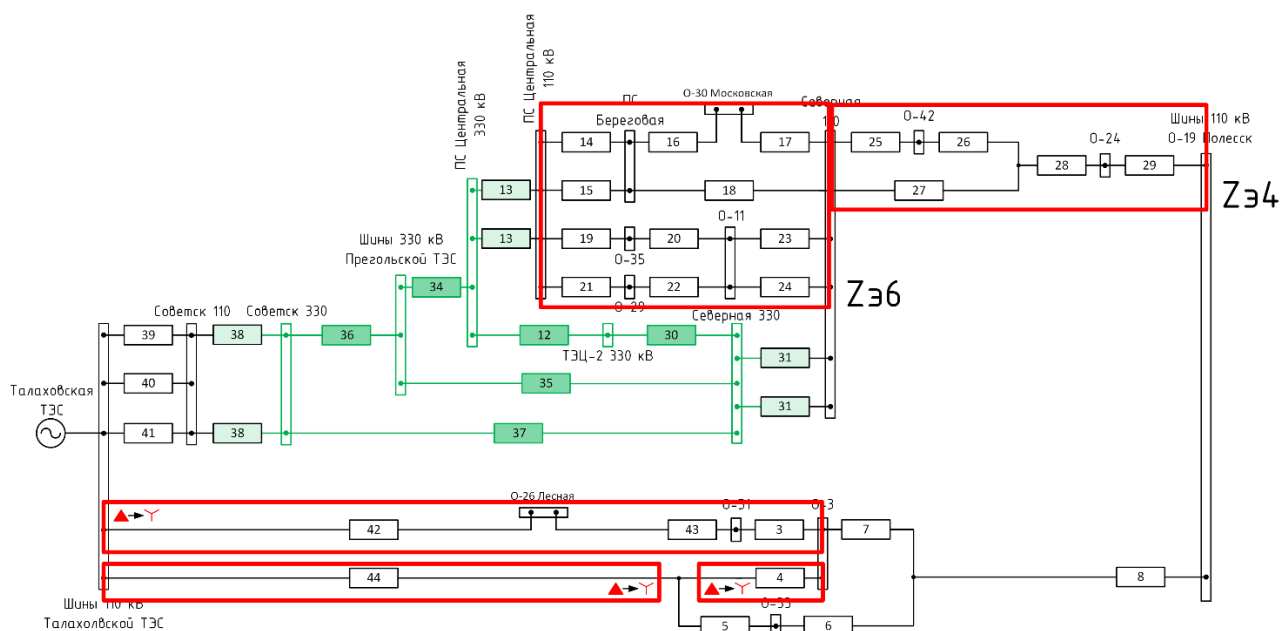


Рисунок Д.14 – Первый этап преобразования схемы от Талаховской ТЭС

Второй этап преобразования показан на рисунке Д.15.

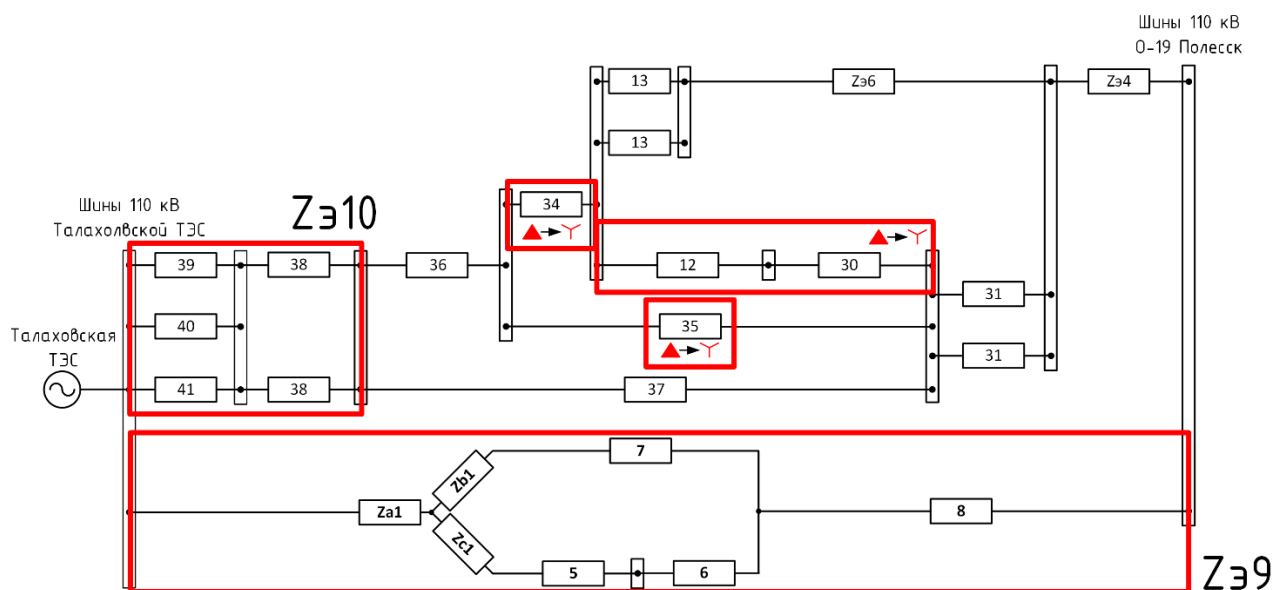


Рисунок Д.15 – Второй этап преобразования схемы от Талаховской ТЭС

Значения сопротивлений полученной эквивалентной звезды  $Z_{a2}, Z_{b2}, Z_{c2}$  были найдены ранее.

Третий этап преобразования показан на рисунке Д.16.

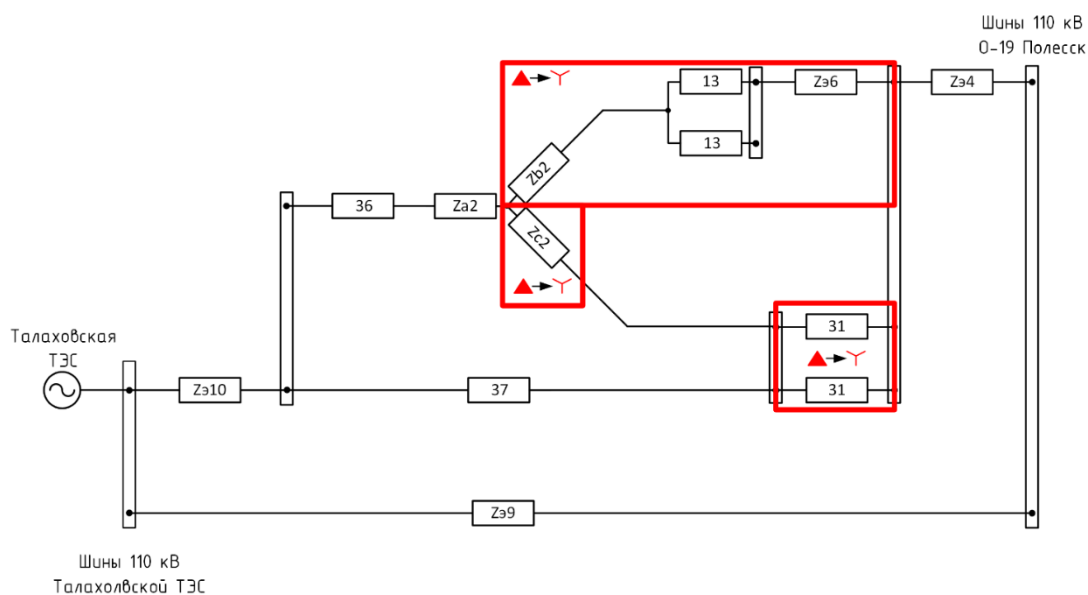


Рисунок Д.16 – Третий этап преобразования схемы от Талаховской ТЭС

Преобразование треугольника сопротивлений в звезду  $Z_{a3}, Z_{b3}, Z_{c3}$  проводилось ранее.

Четвертый этап преобразования показан на рисунке Д.17.

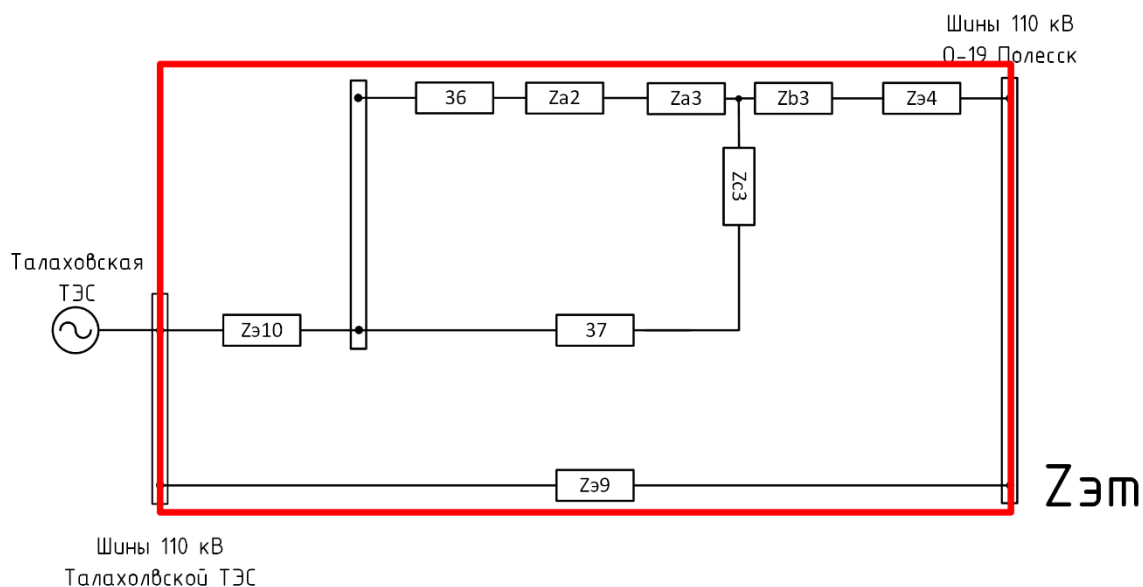


Рисунок Д.17 – Четвертый этап преобразования схемы от Талаховской ТЭС

Итоговое эквивалентное сопротивление  $Z_{эт}$  найдено по формуле (Д.17).



$$Z_{эТ} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{э10} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{36} + Z_{a2} + Z_{a3}} + \frac{1}{Z_{37} + Z_{c3}}} + Z_{b3} + Z_{э4}} + \frac{1}{Z_{э9}}} \quad (Д.17)$$

$$= 9,005 + 40,566j \text{ Ом}$$

Найденное сопротивление  $Z_{эТ}$  – это эквивалентное сопротивление от шин Талаховской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Полесск.

### Расчет схемы замещения относительно Маяковской ТЭС

Первый этап преобразования представлен на рисунке Д.18.

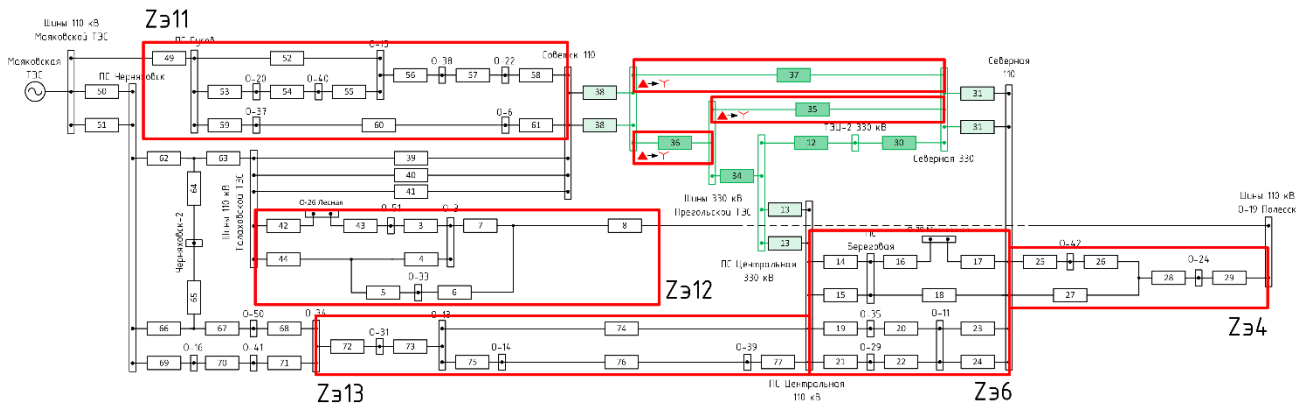


Рисунок Д.18 – Первый этап преобразования схемы от Маяковской ТЭС

Сопротивления  $Z_{э4}$  и  $Z_{э6}$  известны (формулы Д.4, Д.10). Сопротивления  $Z_{э12}$ ,  $Z_{э13}$ ,  $Z_{э14}$  могут быть рассчитаны по следующим формулам:

$$Z_{э11} = Z_{a9} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{59} + Z_{60} + Z_{61}} + \frac{1}{Z_{56} + Z_{57} + Z_{58} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{52}} + \frac{1}{Z_{53} + Z_{54} + Z_{55}}}}} \quad (Д.18)$$

$$= 22,492 + 55,316j \text{ Ом}$$

$$Z_{э12} = Z_{a1} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{b1} + Z_7} + \frac{1}{Z_{c1} + Z_5 + Z_6}} + Z_8 = 17,554 + 83,313j \text{ Ом} \quad (Д.19)$$

$$Z_{э13} = Z_{72} + Z_{73} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{74}} + \frac{1}{Z_{75} + Z_{76} + Z_{77}}} = 15,574 + 75,3j \text{ Ом} \quad (Д.20)$$

Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (6.5-6.7):

$$Z_{a8} = \frac{Z_{36} \cdot Z_{37}}{Z_{35} + Z_{36} + Z_{37}} = 1,481 + 5,483j \text{ Ом}$$

$$Z_{b8} = \frac{Z_{35} \cdot Z_{37}}{Z_{35} + Z_{36} + Z_{37}} = 0,407 + 1,845j \text{ Ом}$$

$$Z_{c8} = \frac{Z_{35} \cdot Z_{36}}{Z_{35} + Z_{36} + Z_{37}} = 0,495 + 2,24j \text{ Ом}$$

Второй этап преобразования показан на рисунке Д.19.

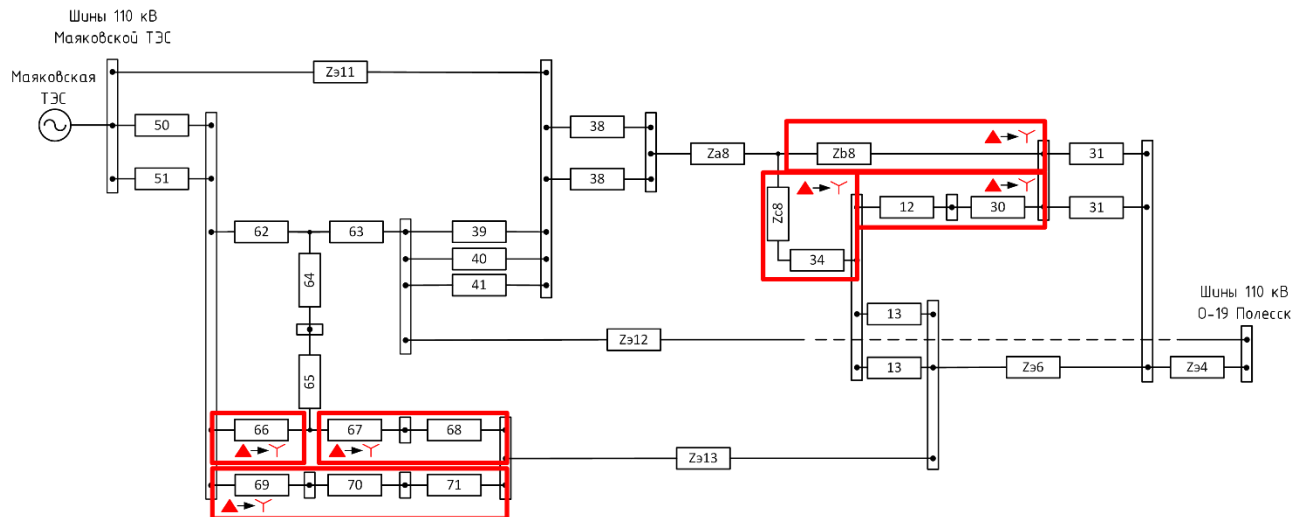


Рисунок Д.19 – Второй этап преобразования схемы от Маяковской ТЭС

Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (6.5-6.7):

$$Z_{a9} = \frac{Z_{66} \cdot (Z_{69} + Z_{70} + Z_{71})}{(Z_{69} + Z_{70} + Z_{71}) + Z_{66} + (Z_{67} + Z_{68})} = 1,375 + 5,471j \text{ Ом}$$

$$Z_{b9} = \frac{Z_{66} \cdot (Z_{67} + Z_{68})}{(Z_{69} + Z_{70} + Z_{71}) + Z_{66} + (Z_{67} + Z_{68})} = 0,891 + 4,998j \text{ Ом}$$

$$Z_{c9} = \frac{(Z_{67} + Z_{68}) \cdot (Z_{69} + Z_{70} + Z_{71})}{(Z_{69} + Z_{70} + Z_{71}) + Z_{66} + (Z_{67} + Z_{68})} = 11,945 + 49,624j \text{ Ом}$$

$$Z_{a10} = \frac{Z_{b8} \cdot (Z_{c8} + Z_{34})}{Z_{b8} + (Z_{c8} + Z_{34}) + (Z_{12} + Z_{30})} = 0,141 + 0,62j \text{ Ом}$$

$$Z_{b10} = \frac{Z_{b8} \cdot (Z_{12} + Z_{30})}{Z_{b8} + (Z_{c8} + Z_{34}) + (Z_{12} + Z_{30})} = 0,177 + 0,825j \text{ Ом}$$

$$Z_{c10} = \frac{(Z_{c8} + Z_{34}) \cdot (Z_{c8} + Z_{34})}{Z_{b8} + (Z_{c8} + Z_{34}) + (Z_{12} + Z_{30})} = 0,281 + 1,277j \text{ Ом}$$

Третий этап преобразования показан на рисунке Д.20.

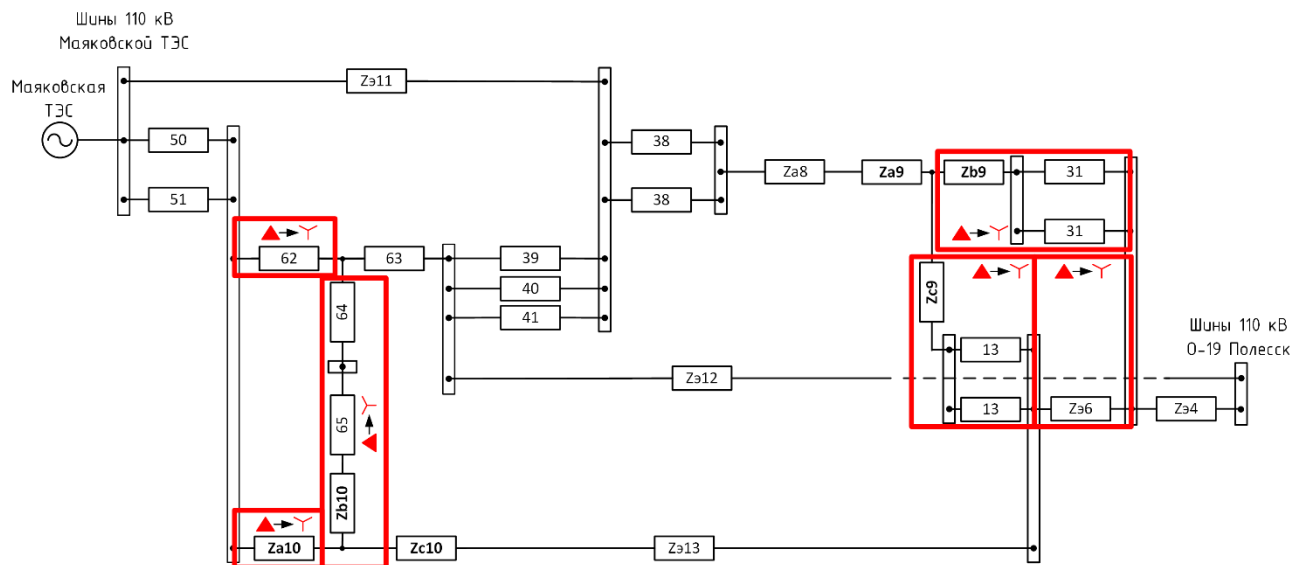


Рисунок Д.20 – Третий этап преобразования схемы от Маяковской ТЭС

Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (6.5-6.7):

$$Z_{a11} = \frac{\left(Z_{b9} + \frac{Z_{31}}{2}\right) \cdot \left(Z_{c9} + \frac{Z_{13}}{2}\right)}{\left(Z_{b9} + \frac{Z_{31}}{2}\right) + \left(Z_{c9} + \frac{Z_{13}}{2}\right) + Z_{э6}} = 0,7 + 6,373j \text{ Ом}$$

$$Z_{b11} = \frac{\left(Z_{b9} + \frac{Z_{31}}{2}\right) \cdot Z_{э6}}{\left(Z_{b9} + \frac{Z_{31}}{2}\right) + \left(Z_{c9} + \frac{Z_{13}}{2}\right) + Z_{э6}} = 0,196 + 0,894j \text{ Ом}$$

$$Z_{c11} = \frac{\left(Z_{c9} + \frac{Z_{13}}{2}\right) \cdot Z_{э6}}{\left(Z_{b9} + \frac{Z_{31}}{2}\right) + \left(Z_{c9} + \frac{Z_{13}}{2}\right) + Z_{э6}} = 1,942 + 5,654j \text{ Ом}$$

$$Z_{a12} = \frac{Z_{62} \cdot Z_{a10}}{Z_{62} + Z_{a10} + (Z_{b10} + Z_{64} + Z_{65})} = 0,038 + 0,234j \text{ Ом}$$

$$Z_{b12} = \frac{Z_{62} \cdot (Z_{b10} + Z_{64} + Z_{65})}{Z_{62} + Z_{a10} + (Z_{b10} + Z_{64} + Z_{65})} = 0,677 + 4,66j \text{ Ом}$$

$$Z_{c12} = \frac{(Z_{b10} + Z_{64} + Z_{65}) \cdot Z_{a10}}{Z_{62} + Z_{a10} + (Z_{b10} + Z_{64} + Z_{65})} = 0,098 + 0,368j \text{ Ом}$$

Четвертый этап преобразования показан на рисунке Д.21.

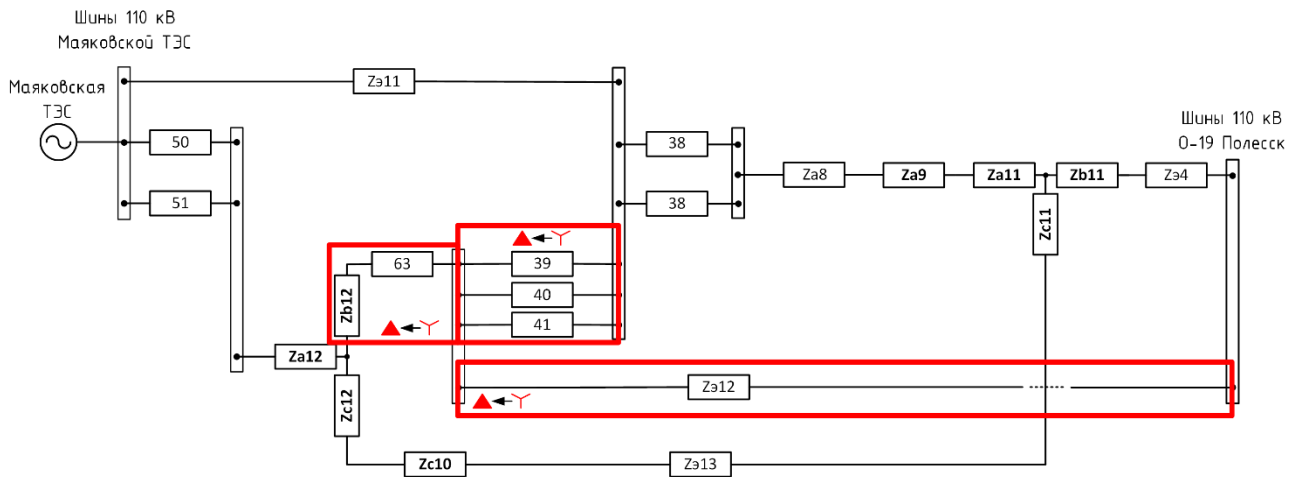


Рисунок Д.21 – Четвертый этап преобразования схемы от Маяковской ТЭС

Преобразование звезда-треугольник выполнено по формулам (Д.21-Д.23):

$$Z_{ab} = \frac{Z_a \cdot Z_b + Z_a \cdot Z_c + Z_b \cdot Z_c}{Z_c} \quad (\text{Д.21})$$

$$Z_{ac} = \frac{Z_a \cdot Z_b + Z_a \cdot Z_c + Z_b \cdot Z_c}{Z_b} \quad (\text{Д.22})$$

$$Z_{bc} = \frac{Z_a \cdot Z_b + Z_a \cdot Z_c + Z_b \cdot Z_c}{Z_a} \quad (\text{Д.23})$$

$$Z_{a13} = \frac{(Z_{b12} + Z_{63}) \frac{1}{\frac{1}{Z_{39}} + \frac{1}{Z_{40}} + \frac{1}{Z_{41}}} + (Z_{b12} + Z_{63})Z_{912} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{39}} + \frac{1}{Z_{40}} + \frac{1}{Z_{41}}} Z_{912}}{Z_{912}}$$

$$= 16,402 + 109,765j \text{ Ом}$$

$$Z_{b13} = \frac{(Z_{b12} + Z_{63}) \frac{1}{\frac{1}{Z_{39}} + \frac{1}{Z_{40}} + \frac{1}{Z_{41}}} + (Z_{b12} + Z_{63})Z_{912} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{39}} + \frac{1}{Z_{40}} + \frac{1}{Z_{41}}} Z_{912}}{(Z_{b12} + Z_{63})}$$

$$= 26,296 + 105,382j \text{ Ом}$$

$$Z_{c13} = \frac{(Z_{b12} + Z_{63}) \frac{1}{\frac{1}{Z_{39}} + \frac{1}{Z_{40}} + \frac{1}{Z_{41}}} + (Z_{b12} + Z_{63})Z_{912} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{39}} + \frac{1}{Z_{40}} + \frac{1}{Z_{41}}} Z_{912}}{\frac{1}{\frac{1}{Z_{39}} + \frac{1}{Z_{40}} + \frac{1}{Z_{41}}}}$$

$$= 20,795 + 786,48j \text{ Ом}$$

Пятый этап преобразования показан на рисунке Д.22.

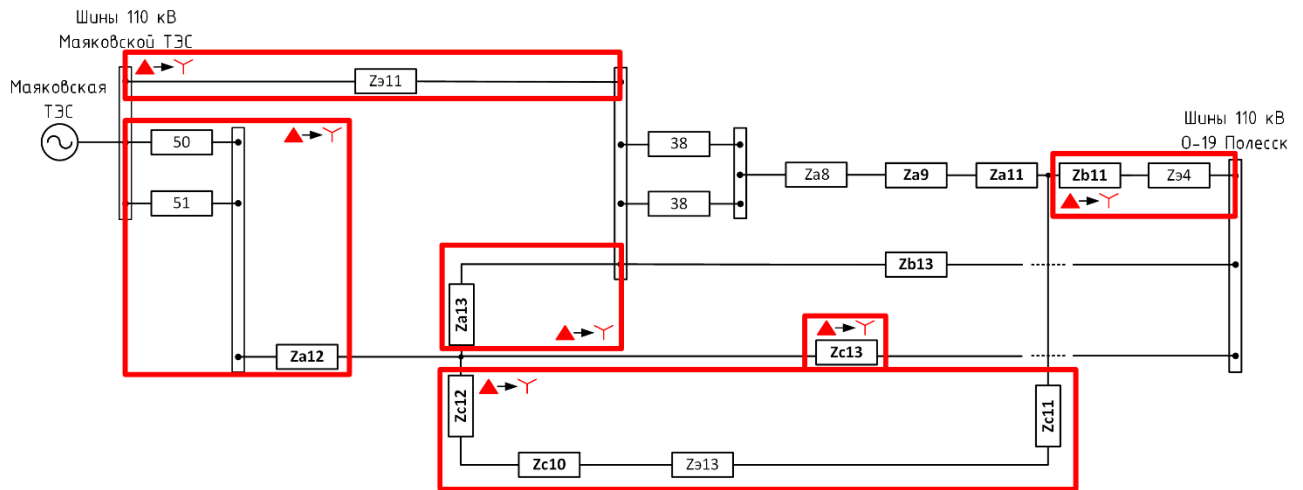


Рисунок Д.22 – Пятый этап преобразования схемы от Маяковской ТЭС

Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (6.5-6.7):

$$Z_{a14} = \frac{Z_{\varepsilon 11} \cdot Z_{a12} \frac{1}{\frac{1}{Z_{50}} + \frac{1}{Z_{51}}}}{Z_{\varepsilon 11} + Z_{a12} \frac{1}{\frac{1}{Z_{50}} + \frac{1}{Z_{51}}} + Z_{a13}} = -1,131 + 0,565j \text{ Ом}$$

$$Z_{b14} = \frac{Z_{\varepsilon 11} \cdot Z_{a13}}{Z_{\varepsilon 11} + Z_{a12} \frac{1}{\frac{1}{Z_{50}} + \frac{1}{Z_{51}}} + Z_{a13}} = 12,433 + 36,987j \text{ Ом}$$

$$Z_{c14} = \frac{Z_{a13} \cdot Z_{a12} \frac{1}{\frac{1}{Z_{50}} + \frac{1}{Z_{51}}}}{Z_{\varepsilon 11} + Z_{a12} \frac{1}{\frac{1}{Z_{50}} + \frac{1}{Z_{51}}} + Z_{a13}} = -2,29 + 0,525j \text{ Ом}$$

$$Z_{a15} = \frac{(Z_{c12} + Z_{c13} + Z_{\varepsilon 13} + Z_{c11}) \cdot Z_{c13}}{(Z_{b11} + Z_{\varepsilon 4}) + Z_{c13} + (Z_{c12} + Z_{c10} + Z_{\varepsilon 13} + Z_{c11})} = 11,41 + 399,019j \text{ Ом}$$

$$Z_{b15} = \frac{(Z_{b11} + Z_{\varepsilon 4}) \cdot (Z_{c12} + Z_{c10} + Z_{\varepsilon 13} + Z_{c11})}{(Z_{b11} + Z_{\varepsilon 4}) + Z_{c13} + (Z_{c12} + Z_{c10} + Z_{\varepsilon 13} + Z_{c11})} = 6,563 + 28,522j \text{ Ом}$$

$$Z_{c15} = \frac{(Z_{b11} + Z_{\varepsilon 4}) \cdot Z_{c13}}{(Z_{b11} + Z_{\varepsilon 4}) + Z_{c14} + (Z_{c12} + Z_{c10} + Z_{\varepsilon 13} + Z_{c11})} = 5,483 + 25,934j \text{ Ом}$$

Шестой этап преобразования показан на рисунке Д.23.

					ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

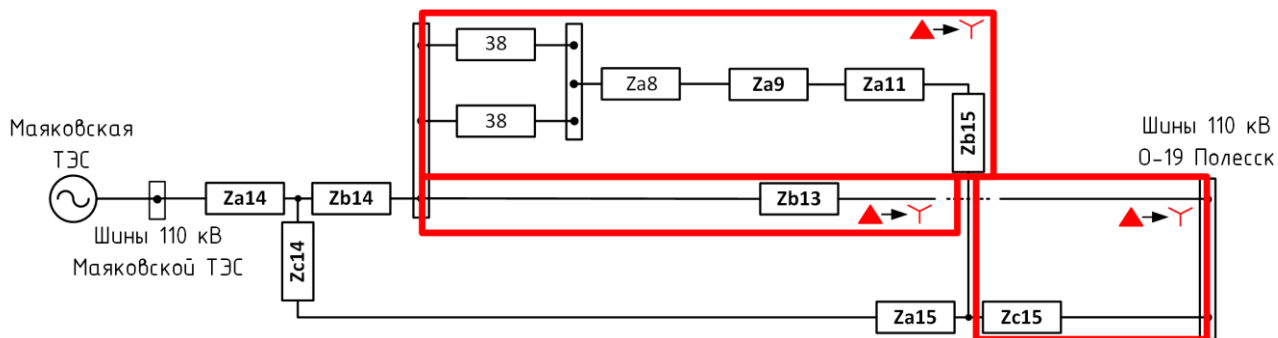


Рисунок Д.23 – Шестой этап преобразования схемы от Маяковской ТЭС

Преобразование треугольник-звезда выполнено по формулам (6.5-6.7):

$$Z_{a16} = \frac{\left( Z_{a8} + Z_{a9} + Z_{a11} + Z_{b15} + \frac{Z_{38}}{2} \right) Z_{c15}}{\left( Z_{a8} + Z_{a9} + Z_{a11} + Z_{b15} + \frac{Z_{38}}{2} \right) + Z_{c15} + Z_{b13}} = 1,309 + 7,046j \text{ Ом}$$

$$Z_{b16} = \frac{\left( Z_{a8} + Z_{a9} + Z_{a11} + Z_{b15} + \frac{Z_{38}}{2} \right) Z_{b13}}{\left( Z_{a8} + Z_{a9} + Z_{a11} + Z_{b15} + \frac{Z_{38}}{2} \right) + Z_{c15} + Z_{b13}} = 6,403 + 28,695j \text{ Ом}$$

$$Z_{c16} = \frac{Z_{c15} \cdot Z_{b13}}{\left( Z_{a8} + Z_{a9} + Z_{a11} + Z_{b15} + \frac{Z_{38}}{2} \right) + Z_{c15} + Z_{b13}} = 3,464 + 15,16j \text{ Ом}$$

Седьмой этап преобразования показан на рисунке Д.24.

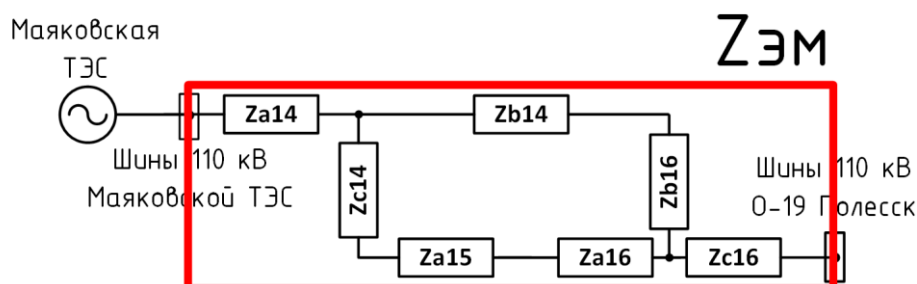


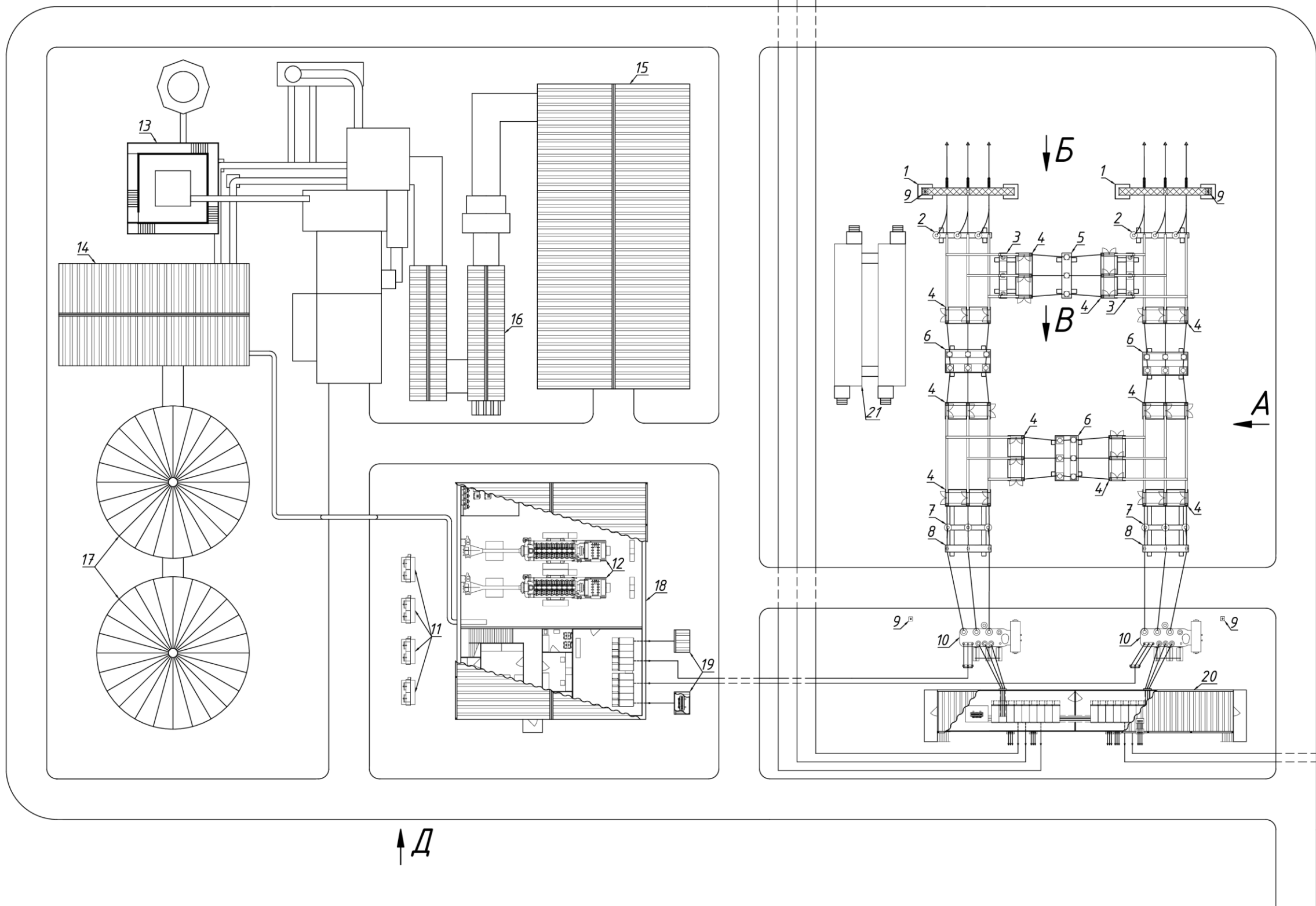
Рисунок Д.24 – Седьмой этап преобразования схемы от Маяковской ТЭС

Итоговое эквивалентное сопротивление  $Z_{эм}$  найдено по формуле (Д.24).

$$Z_{эм} = Z_{a14} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{b14} + Z_{b16}} + \frac{1}{Z_{c14} + Z_{a15} + Z_{a16}}} + Z_{c16} = 18,488 + 83,84j \text{ Ом} \quad (\text{Д.24})$$

Найденное сопротивление  $Z_{эм}$  – это эквивалентное сопротивление от шин Маяковской ТЭС до шин 110 кВ подстанции О-19 Поле





Перв. примен.	Справ. №	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.

ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ					Лит.	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ТЭЦ на древесных отходах Компоновка сооружений		
Разраб.	Шульган В.И.						
Пров.	Харитонов М.С.						
Т.контр.					Лист 14.2	Листов 3	
Н.контр.	Сивуха М.Э.				ФГБОУ ВО "КГТУ"		
Утв.	Белей В.Ф.				Кафедра ЭЭ и СЭ		
					Группа 16-ЭЭ		
					Копировал		
					Формат А3		

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

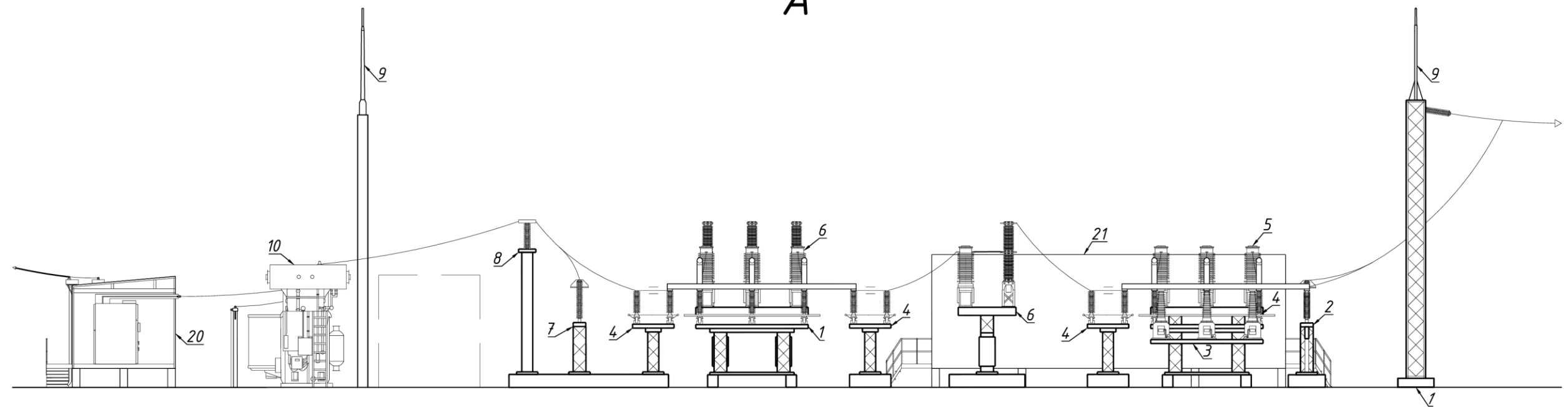
Инв. № дубл.

Взам. инв. №

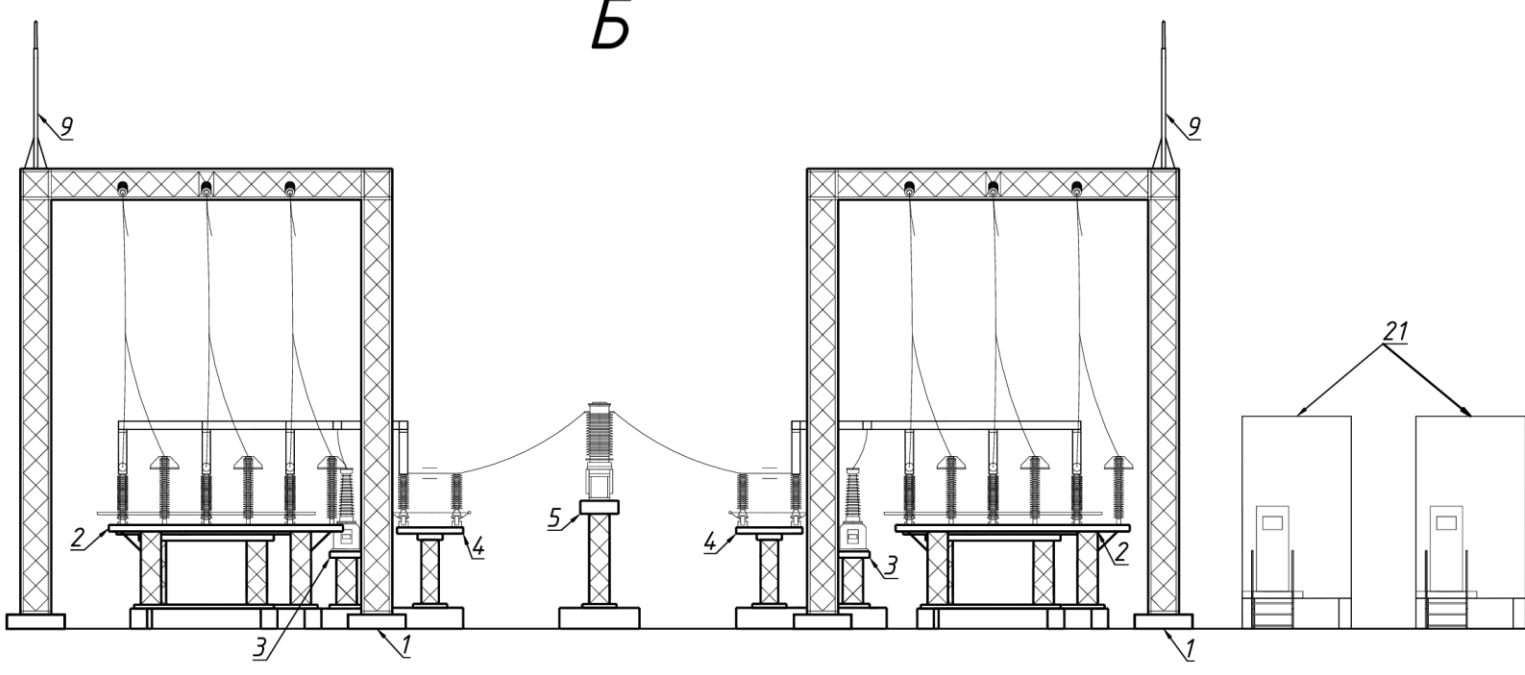
Подп. и дата

Инв. № подл.

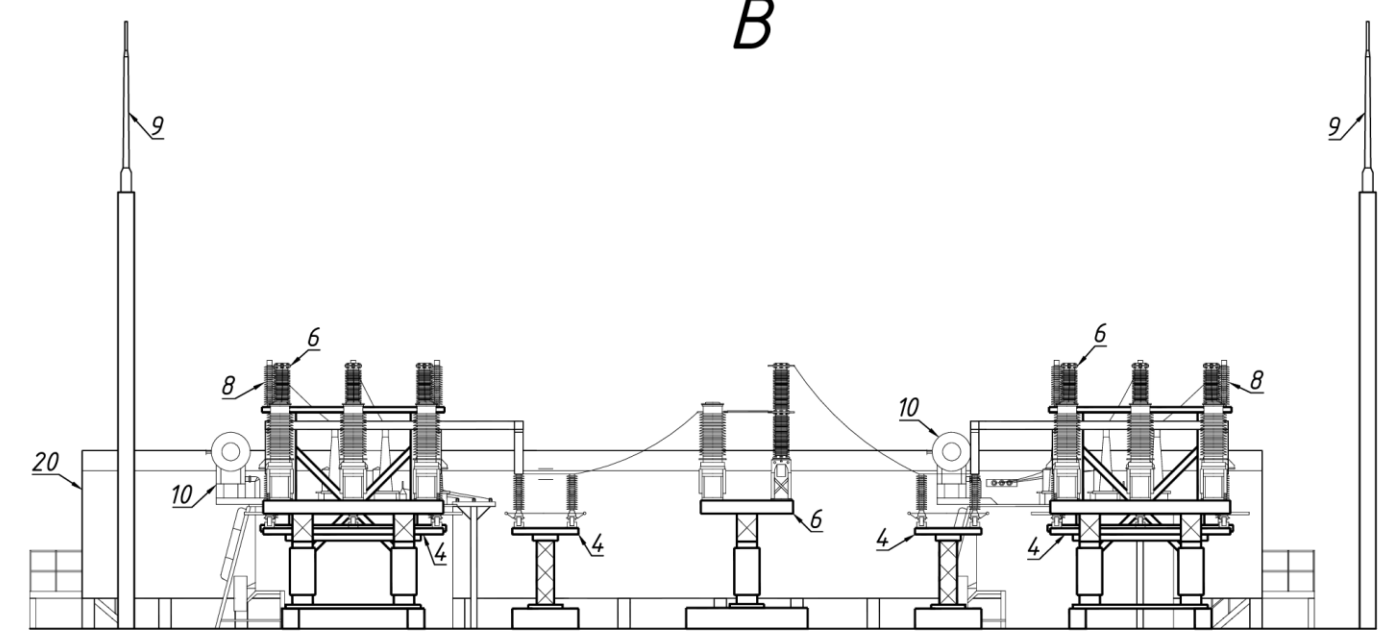
### А



### Б



### В



Перв. примен.

Срав. №

Подп. и дата

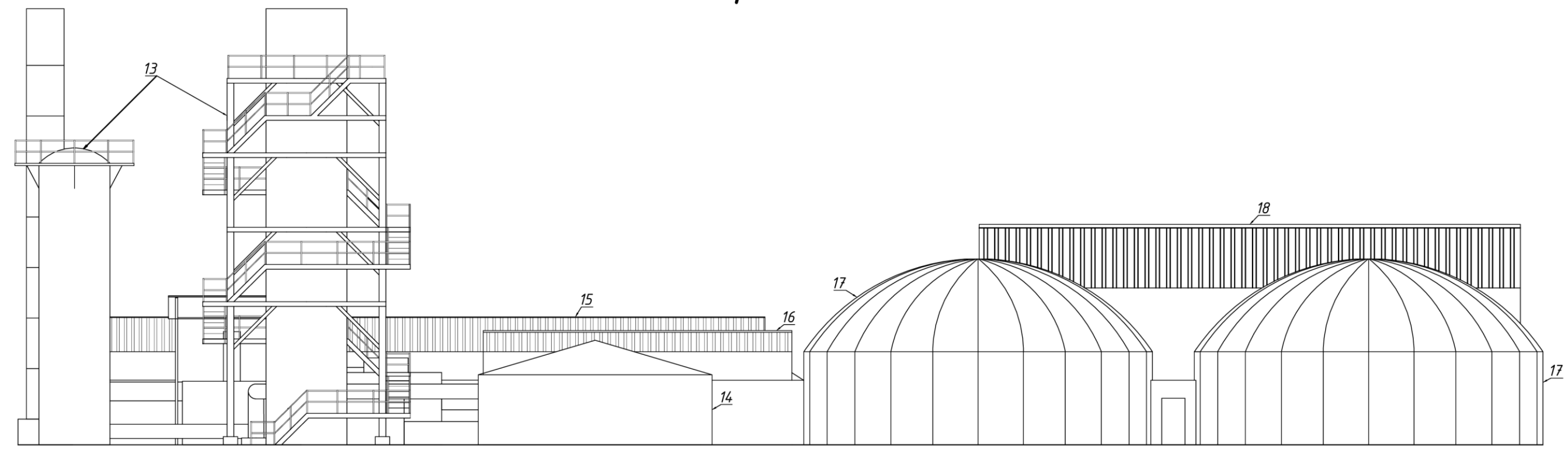
Инв. № дубл.

Взам. инв. №

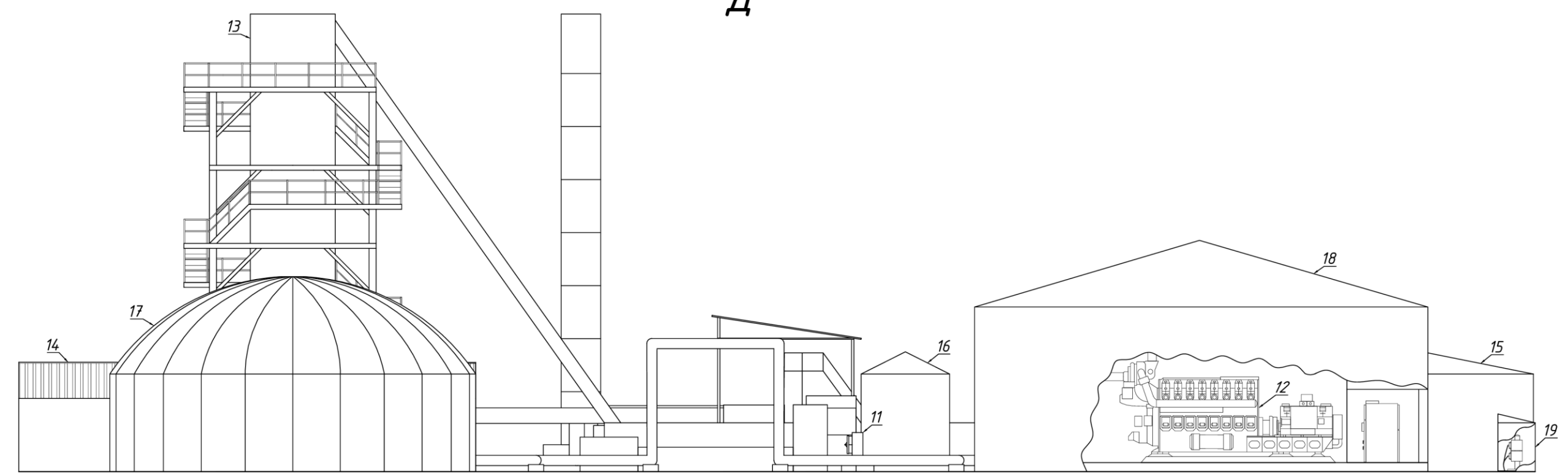
Подп. и дата

Инв. № подл.

Г



Д



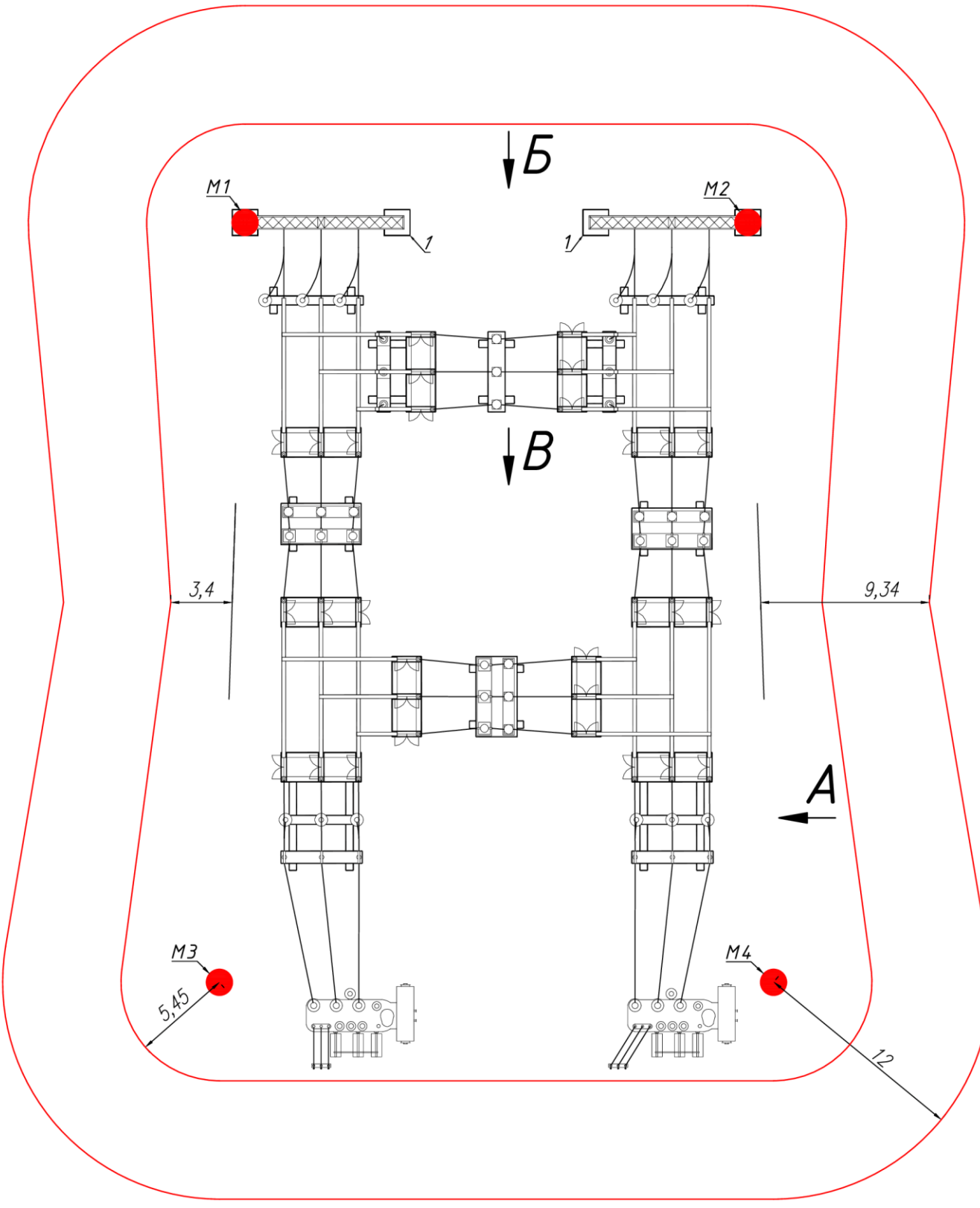
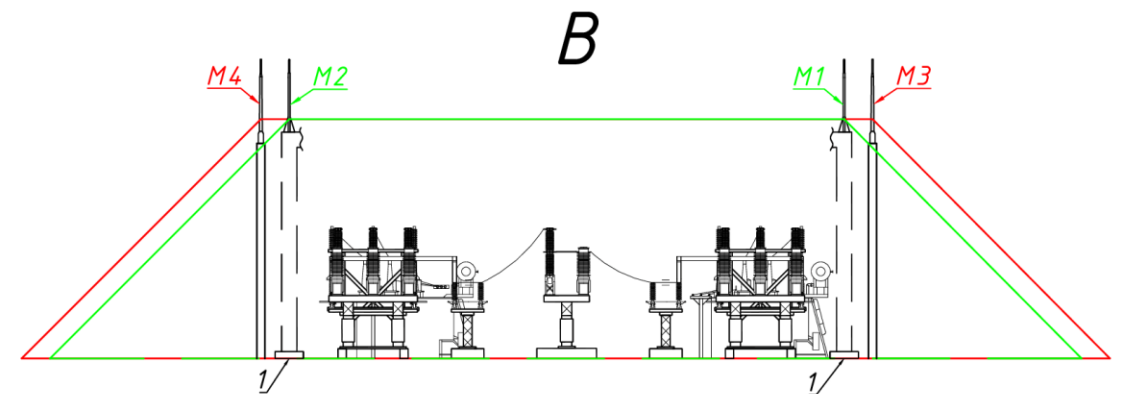
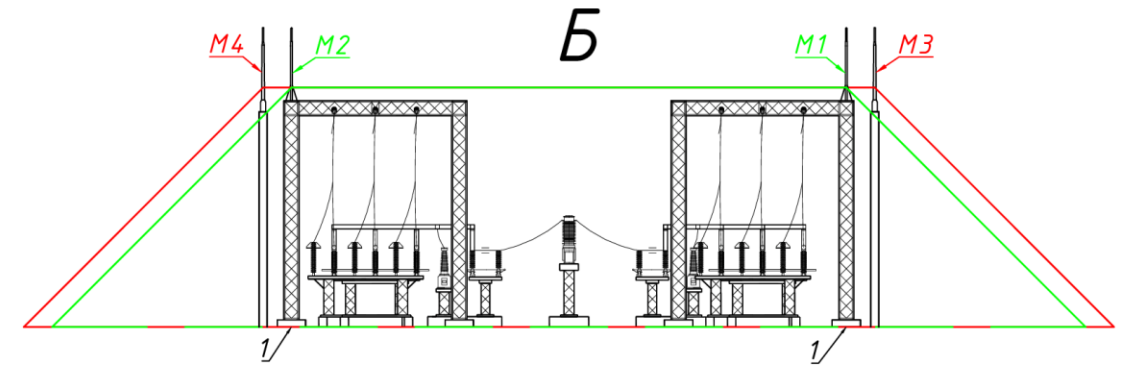
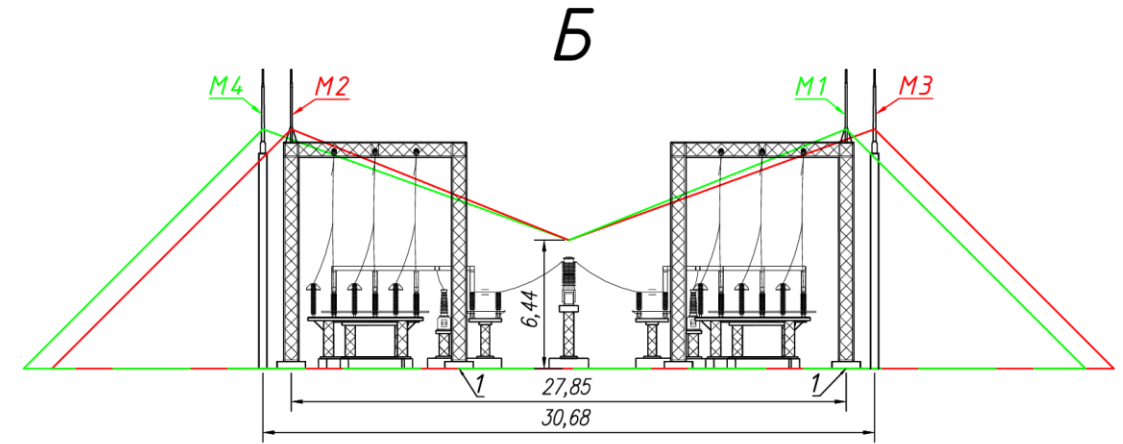
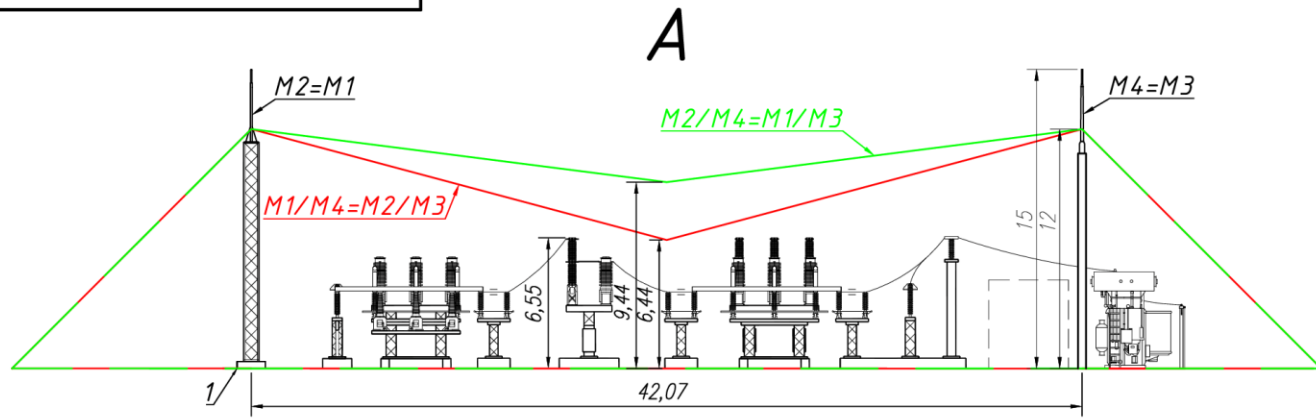
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ	Лист
						144

Копировал

Формат А3

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание																									
<u>Оборудование</u>																												
1	Портал 110 кВ	2																										
2	Блок опорных изоляторов и ОПН	2																										
3	Блок трансформаторов напряжения	2																										
4	Блок разъединителей	10																										
5	Блок трансформаторов тока	1																										
6	Блок вакуумного выключателя со встроенными трансформаторами тока	3																										
7	Блок ограничителей перенапряжений	2																										
8	Блок опорных изоляторов	2																										
9	Молниеприемник	4																										
10	Силовой трансформатор	2																										
11	Охлаждающее устройство	4																										
12	Газопоршневая установка	2																										
<u>Здания и сооружения</u>																												
13	Установка газификации древесных отходов	1																										
14	Пункт управления газификационной установкой	1																										
15	Склад древесных отходов	1																										
16	Здание подготовки древесных отходов	1																										
ВКР.45.13.03.02.20 ПЗ																												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Изм</th> <th>Лист</th> <th>№ докум.</th> <th>Подпись</th> <th>Дата</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Разраб.</td> <td></td> <td>Шульган В.И.</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Пров.</td> <td></td> <td>Харитонов М.С.</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Н.контр.</td> <td></td> <td>Сивуха М.Э.</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Утв.</td> <td></td> <td>Белей В.Ф.</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разраб.		Шульган В.И.			Пров.		Харитонов М.С.			Н.контр.		Сивуха М.Э.			Утв.		Белей В.Ф.		
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата																								
Разраб.		Шульган В.И.																										
Пров.		Харитонов М.С.																										
Н.контр.		Сивуха М.Э.																										
Утв.		Белей В.Ф.																										
ТЭЦ на древесных отходах Компоновка сооружений Перечень элементов		Лит.	Лист	Листов																								
			145	2																								
		ФГБОУ ВО "КГТУ" Кафедра ЭС и ЭЭ Группа 16-33																										





Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
1	Портал 110 кВ	2	
M1-M4	Молниеприемники	4	

ВКР.45.13.03.02.20 ПЭ7				Лит.	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Разраб.	Шульган В.И.					
Пров.	Харитонов М.С.					
Т.контр.						
Н.контр.	Сивуха М.Э.					
Утв.	Белей В.Ф.					
ПС 0-19 Полесск Система молниезащиты Схема электрическая расположения				Лист 14 7	Листов 1	
				ФГБОУ ВО "КГТУ" Кафедра ЭЭ и СЭ Группа 16-ЭЭ		

Перв. примен.

Справ. №

Погр. и дата

Инв. № субл.

Взам. инв. №

Погр. и дата

Инв. № подл.



ВКР.45.13.03.02.20 ЭЗ

Перв. примен.

Справ. №

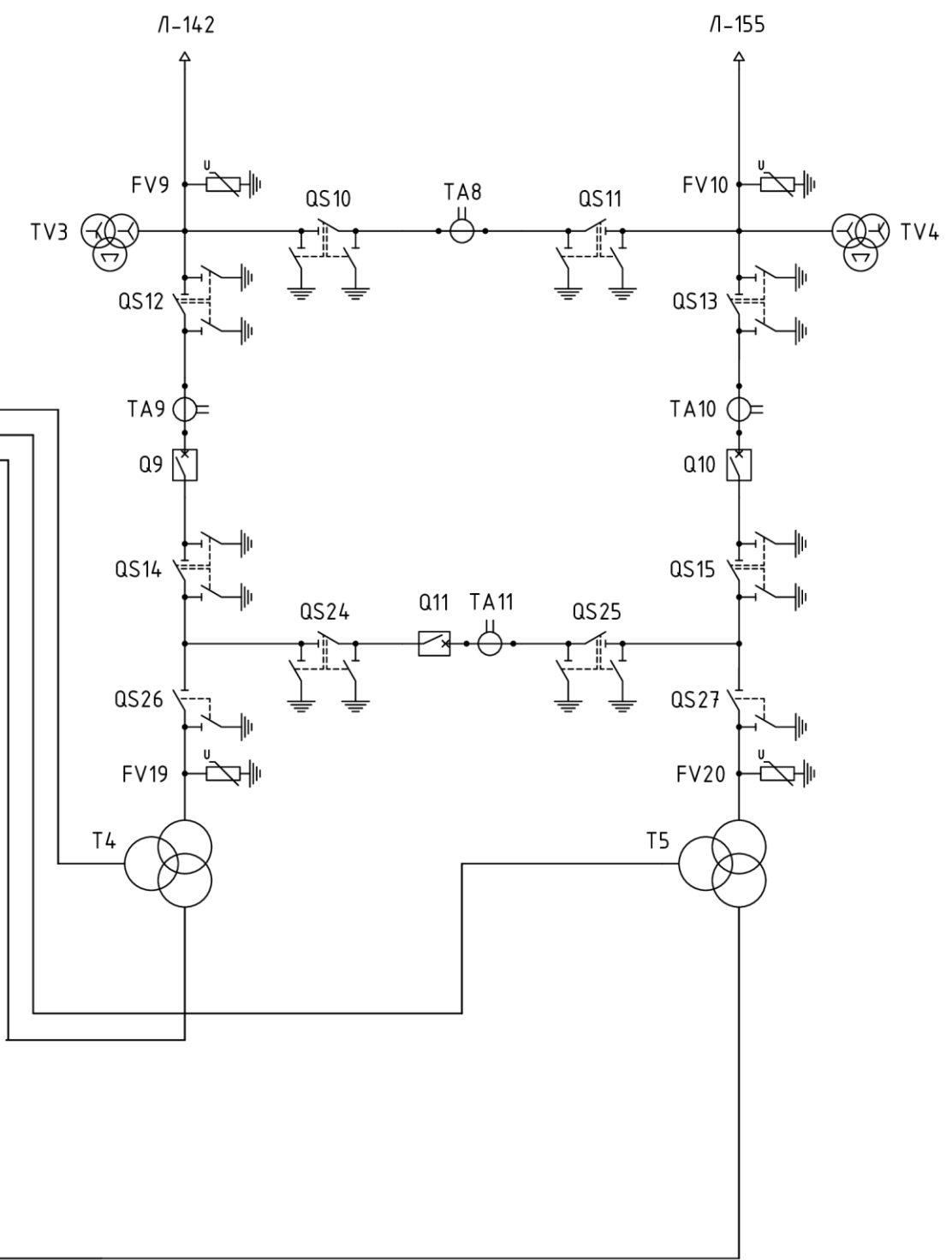
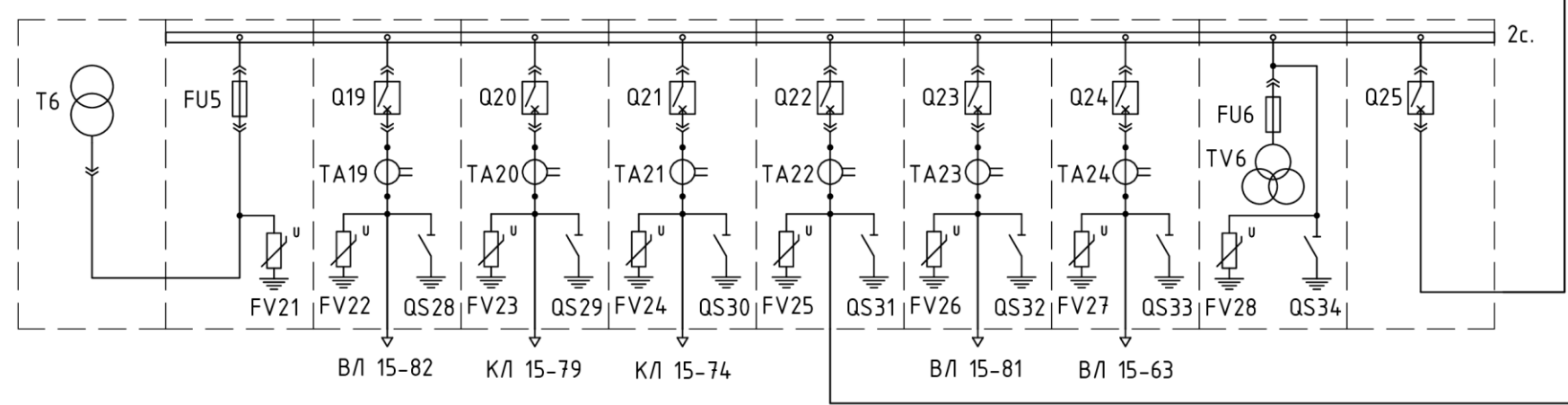
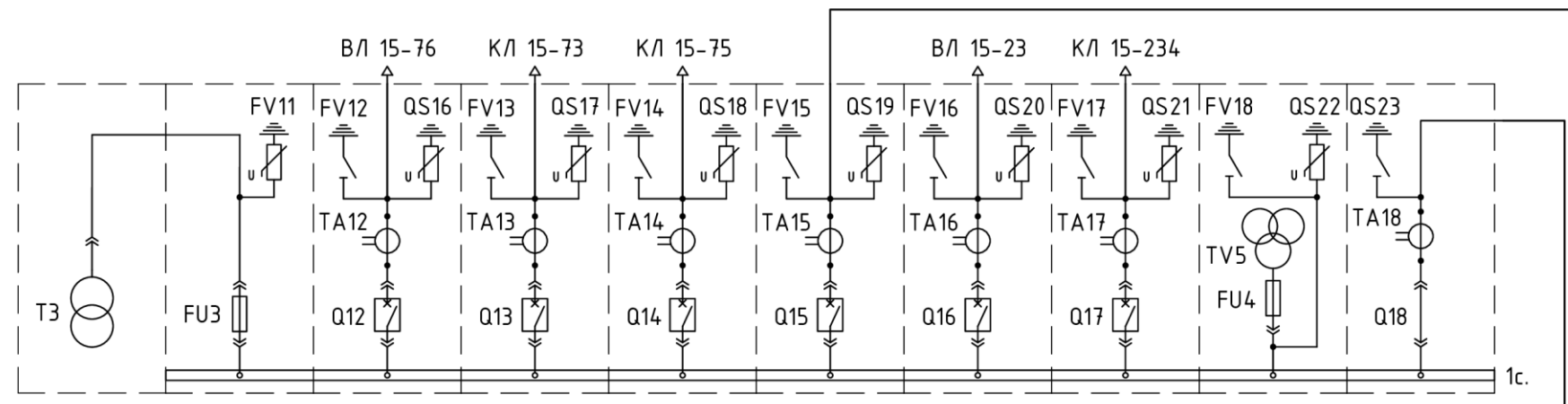
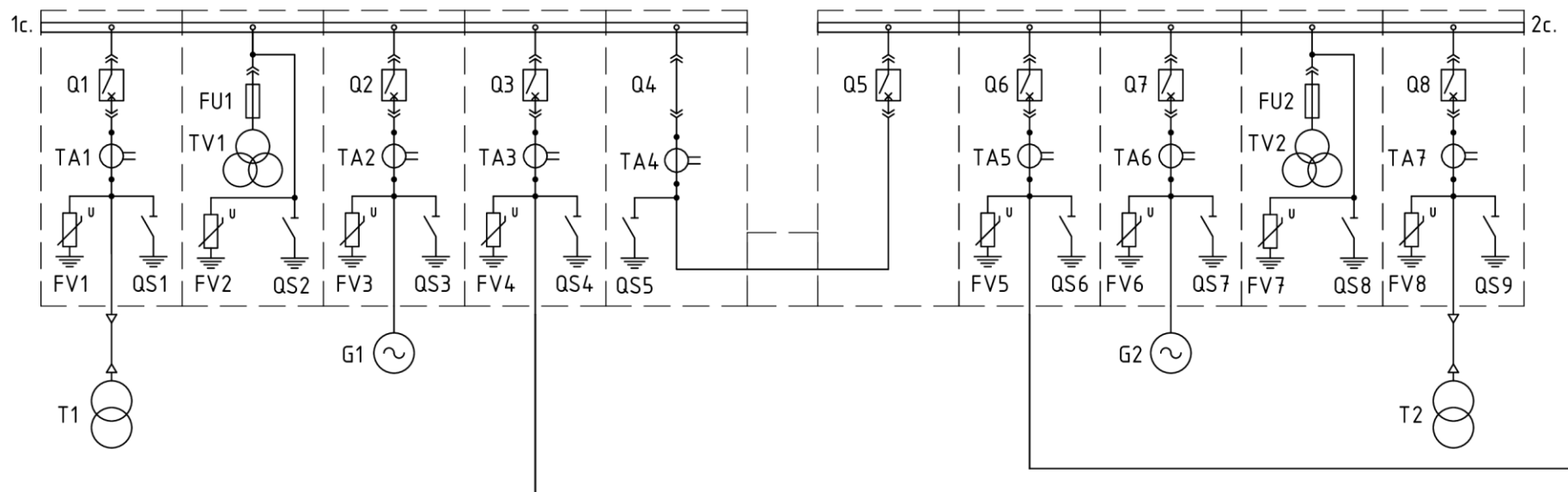
Погр. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Погр. и дата

Инв. № подл.



ВКР.45.13.03.02.20 ЭЗ					ТЭЦ на древесных отходах		
Изм	Лист	№ докум.	Погр.	Дата	Схема электрическая принципиальная		
Разраб.	Шульган В.И.				Лит.	Масса	Масштаб
Пров.	Харитонов М.С.						
Т.контр.					Лист	Листов	
Н.контр.	Сивуха М.Э.				ФГБОУ ВО "КГТУ"		
Утв.	Белей В.Ф.				Кафедра ЭЭ и СЭ		

Копировал

Формат А3

