

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ___ » _____ 2020 г.

«Анализ режимов сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ «№7»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.125-094 ПЗ ВКР

Руководитель, к.т.н., доцент

_____ / К.Е. Горшков /

« ___ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы ПЗ-571

_____ / М.А. Ермаков /

« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, к.т.н., доцент

_____ / К.Е. Горшков /

« ___ » _____ 2020 г.

Челябинск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02 «Электротехника и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Ермаков Михаил Андреевич

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы «Анализ режимов сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ «№7» утверждена приказом по университету от « ____ » _____ 2020 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы « ____ » _____ 2020 г.

3. Исходные данные к работе

- схема электрической сети;
- данные о расположении новых объектов;
- данные о нагрузке электроприемников;
- данные о генераторах электростанции;
- количество отходящих присоединений на стороне 10 кВ подстанции.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- анализ существующей схемы электрической сети района;
- выбор варианта развития электрической сети района;
- выбор конфигурации схемы сети;
- выбор сечений ЛЭП;
- выбор оптимального варианта;
- расчет основных установившихся режимов работы сети;
- обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов;
- технико-экономические показатели сети;

- разработка подстанции «7» 110/10 кВ;
- изучение особенностей применения элегазовой и вакуумной коммутационной аппаратуры.

5. Перечень графического материала

1. Схема сети 110/10 кВ – 1 л. формата А1.
2. Карты режимов сети – 1 л. формата А1.
3. Главная схема электрических соединений подстанции 110/10 кВ – 1 л. формата А1.
4. Теоретический чертеж о преимуществах вакуумных выключателей – 1 л. формата А1.

6. Консультанты, с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Подпись	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-

7. Дата выдачи задания

« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Определение баланса активных и реактивных мощностей, анализ сети 35 кВ, анализ условий работы трансформаторов	1 неделя	
Выбор номинального напряжения для проектируемой сети, выбор схемы ЭС2, выбор трансформаторов, выбор ЛЭП, выбор конфигурации сети, выбор оптимального варианта развития сети	2 неделя	
Расчет основных установившихся режимов работы сети	3 неделя	
Выбор отпаек трансформаторов	4 неделя	
Расчет технико-экономических показателей сети	5 неделя	
Разработка подстанции 110/10 кВ	6 неделя	
Изучение опыта применения элегазовых и вакуумных выключателей в энергетике	7 неделя	
Оформление пояснительной записки	8 неделя	
Разработка чертежей	9 неделя	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / К.Е. Горшков /

Студент _____ / М.А. Ермаков /

АННОТАЦИЯ

Ермаков М.А. – Анализ режимов сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ «№7». – Челябинск: ЮУрГУ, ЗИЭФ, ПЗ-571, 2020 г., стр. 85, илл. 22, табл. 37. Список литературы – 12 наименований. Чертежей – 4 листа формата А1.

В выпускной квалификационной работе проведен анализ режимов сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ.

В процессе выполнения работы решены следующие задачи: анализ существующей сети 35 кВ, анализ работы трансформаторов сети, выбор электрических схем в одном из новых узлов, выбор трансформаторов, выбор сечений линий электропередач, рассмотрение шести вариантов конфигураций сети, определение двух наиболее оптимальных, анализ их работы в различных послеаварийных режимах, технико-экономическое сравнение вариантов, выбор оптимального, расчет основных режимов работы для выбранного варианта, выбор отпаек трансформаторов, расчет приведенных затрат для выбранного варианта сети; выбор схемы распределительного устройства; расчет токов в нормальных, послеаварийных режимах, а также при трехфазном коротком замыкании; выбор коммутационного оборудования; выбор средств измерения. Кроме этого рассмотрены вопросы эксплуатации распределительных сетей.

В завершении работы рассмотрен вопрос о преимуществах применения современных выключателей на подстанциях.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ермаков</i>			<i>Анализ режимов сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ «№7»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Горшков</i>					5	85
<i>Н. контр.</i>		<i>Горшков</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утв.</i>		<i>Кирличникова</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	9
1.1 Баланс активных и реактивных мощностей	9
2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА.....	13
2.1 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы	13
2.2 Анализ работы трансформаторов	18
3 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	22
3.1 Выбор номинального напряжения для проектируемых объектов.....	22
3.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2.....	23
3.3 Выбор количества и мощности трансформаторов	24
3.4 Выбор трансформаторов	24
4 ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ СЕТИ.....	26
5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛЭП	32
6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА.....	34
7 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	37
7.1 Режим максимальных нагрузок	37
7.2 Режим минимальных нагрузок	39
7.3 Послеаварийные режимы работы сети	44
8 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЯК ТРАНСФОРМАТОРОВ	47
9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ.....	52
10 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ «№7».....	55
10.1 Выбор схем РУ 110 кВ и РУ 10 кВ.....	55
10.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах	56
10.3 Расчет токов короткого замыкания	57
10.4 Ограничение токов короткого замыкания.....	59
10.5 Выбор коммутационного оборудования.....	59
10.6 Выбор токоведущих частей РУ и изоляторов	62

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

10.7	Выбор средств измерения	63
10.8	Выбор трансформаторов тока.....	64
10.9	Выбор трансформаторов напряжения.....	69
10.10	Выбор схемы питания собственных нужд.....	70
10.11	Выбор аккумуляторной батареи.....	72
11	ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННОЙ КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.....	78
11.1	Элегазовые выключатели на напряжение 110-220 кВ	78
11.2	Вакуумные выключатели на напряжения 6-35 кВ.....	80
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	85

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование электрических станций, подстанций, электрических сетей и систем заключается в составлении описаний еще не существующих объектов, предназначенных для производства, передачи и распределения электроэнергии.

Основные цели проектирования электрических станций, подстанций, сетей и энергосистем следующие:

1. Производство, передача и распределение заданного количества электроэнергии в соответствии с заданным графиком потребления;
2. Надежная работа установок и энергосистем в целом;
3. Заданное качество электроэнергии;
4. Сокращение капитальных затрат на сооружение установок;
5. Снижение ежегодных издержек и ущерба при эксплуатации установок энергосистемы.

Выпускная квалификационная работа предполагает проектирование заданной электрической сети в соответствии с вышеперечисленными целями. Надежная работа электрической сети в целом достигается путем анализа работоспособности элементов существующей сети и при необходимости их реконструкции, а также выбора количества и мощности трансформаторов на новых подстанциях.

Заданное качество электроэнергии обеспечивается путем регулирования отпаяк на выбранных силовых трансформаторах, оборудованных РПН.

Сокращение капитальных затрат обеспечивается путем сравнения нескольких вариантов развития электрической сети и выбора наиболее оптимального варианта.

Также в работе необходимо выбрать основное оборудование для одной из новых подстанций, рассмотреть преимущества вакуумных выключателей.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>8</i>

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

1.1 Баланс активных и реактивных мощностей

Соблюдение баланса активной мощности связано с достижением номинальной частоты в сети, а реактивной мощности – с требуемым уровнем напряжения.

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

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П},$$

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

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

При этом баланс активной мощности в рассматриваемом сетевом районе обеспечивается за счет обмена с соседней энергосистемой через балансирующий узел.

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_{Н}$, собственных нужд (с.н.) электрических станций $\sum P_{СН}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_{Л}$ и трансформаторах $\sum \Delta P_{Т}$:

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{СН} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т}.$$

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2...3% от мощности всех нагрузок:

$$\sum P_{Н} = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_{ЭС1} + P_{ЭС2} = 294 \text{ МВт.}$$

$$\sum P_{Л} = 0,03 \sum P_{Н} = 8,82 \text{ МВт.}$$

Потери в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки заданы со стороны шин НН. Она составляет 1,2...1,5% от мощности нагрузки:

$$\sum P_{Т} = 0,015(P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7 + P_{ЭС1}) = 2,055 \text{ МВт.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

Мощность, потребляемая на с.н. оценивается в 4..8% от мощности установленных генераторов:

$$\Sigma P_{\text{с.н.}} = 0,08(P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}}) = 0,08(60 + 25 + 25 + 60 + 60 + 110) = 18,4 \text{ МВт.}$$

$$\Sigma P_{\text{П}} = \Sigma P_{\text{Н}} + \Sigma P_{\text{Л}} + \Sigma P_{\text{Т}} + \Sigma P_{\text{с.н.}} = 294 + 8,82 + 2,055 + 18,4 = 323,3 \text{ МВт.}$$

Суммарная установленная мощность генераторов перспективной сети:

$$\Sigma P_{\text{Г}} = 230 \text{ МВт.}$$

В результате, значение обменной мощности:

$$P_{\text{с}} = \Sigma P_{\text{Г}} - \Sigma P_{\text{П}} = 230 - 323,3 = -93,28 \text{ МВт.}$$

Таким образом, рассматриваемый энергорайон является дефицитным.

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\Sigma Q_{\text{Г}} + \Sigma Q_{\text{З}} \pm Q_{\text{кв}} \pm Q_{\text{с}} = \Sigma Q_{\text{П}},$$

где $\Sigma Q_{\text{Г}}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального; $\Sigma Q_{\text{З}}$ – мощность, генерируемая линиями (зарядная); $Q_{\text{кв}}$ реактивная мощность компенсирующих устройств; $Q_{\text{с}}$ – величина обменной реактивной мощности, определяется заданным договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\text{tg} \varphi_{\text{с}}$.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\Sigma Q_{\text{П}}$, собственных нужд электрических станций $\Sigma Q_{\text{сн}}$, потерь мощности в линиях $\Sigma \Delta Q_{\text{Л}}$, и трансформаторах $\Sigma \Delta Q_{\text{Т}}$:

$$\Sigma Q_{\text{П}} = \Sigma Q_{\text{Н}} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma Q_{\text{Л}} + \Sigma Q_{\text{Т}}.$$

$$\Sigma Q_{\text{Н}} = P_2 \text{tg} \phi_2 + P_3 \text{tg} \phi_3 + P_4 \text{tg} \phi_4 + P_{41} \text{tg} \phi_{41} + P_{42} \text{tg} \phi_{42} + P_5 \text{tg} \phi_5 + P_6 \text{tg} \phi_6 + P_7 \text{tg} \phi_7 + P_{\text{ЭС1}} \text{tg} \phi_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}} \text{tg} \phi_{\text{ЭС2}} = 146,1 \text{ МВАр.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Расход реактивной мощности на с.н. оценивается коэффициентом мощности механизмов с.н. $\operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}} = 0,62 \dots 0,75$.

$$\Sigma Q_{\text{сн}} = \operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}} \Sigma P_{\text{сн}} = 0,75 \cdot 18,4 = 13,8 \text{ МВАр.}$$

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 4...6 % при 110 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности:

$$\Sigma Q_{\text{Л}} = 0,06 \Sigma Q_{\text{Н}} = 0,06 \cdot 144,7 = 8,765 \text{ МВАр.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5...9 % от полной мощности, проходящей через трансформатор.

$$\Sigma Q_{\text{T}} = 0,09(P_4 \operatorname{tg} \varphi_4 + P_{41} \operatorname{tg} \varphi_{41} + P_{42} \operatorname{tg} \varphi_{42} + P_6 \operatorname{tg} \varphi_6 + P_7 \operatorname{tg} \varphi_7 + P_{\text{ЭС1}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭС1}}) = 6,27 \text{ МВАр.}$$

$$\Sigma Q_{\text{П}} = \Sigma Q_{\text{Н}} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma Q_{\text{Л}} + \Sigma Q_{\text{T}} = 146,1 + 13,8 + 8,765 + 6,27 = 175 \text{ МВАр.}$$

$$\Sigma Q_{\text{Г}} = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i = 2 \cdot 25 \cdot 0,75 + 3 \cdot 60 \cdot 0,75 = 172,5 \text{ МВАр.}$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями Q_3 , приблизительно можно брать: для одноцепных линий 110 кВ – 30 кВАр/км.

$$\Sigma Q_3 = Q_0 \cdot L_{\Sigma} = 16,35 \text{ МВАр.}$$

Сопоставляя суммарную реактивную потребляемую мощность с поступающей от источников, можно определить по условию баланса необходимую мощность дополнительных компенсирующих устройств для сетевого района, а затем разнести ее по узлам потребления.

Заметим, что некоторый резерв реактивной мощности для выполнения условий баланса в проектируемом сетевом районе может быть обеспечен за счет обменной реактивной мощности соседней энергосистемы (п/ст I).

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

Величина этой мощности определяется заданным коэффициентом мощности системы $Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi_c$, который равен $\operatorname{tg} \varphi_c = 0,35$:

$$Q_c = -93,28 \cdot 0,35 = -32,648 \text{ МВАр.}$$

Тогда мощность дополнительных компенсирующих устройств будет равна:

$$Q_{\text{ку}} = \sum Q_{\text{п}} - \sum Q_{\text{г}} - \sum Q_{\text{з}} \pm Q_c = 175 - 172,5 - 16,35 - 32,648 = -46,5 \text{ МВАр.}$$

Таким образом, в сетевом районе наблюдается избыток реактивной мощности. Для обеспечения баланса мощность компенсирующих устройств, работающих в режиме потребления реактивной мощности, составляет 46,5 МВАр. Принимаем в качестве компенсирующего устройства статические тиристорные компенсаторы (СТК). СТК представляют собой конструкцию, состоящую из батареи конденсаторов, реактора, выпрямительного блока и системы управления. Схема состоит из нерегулируемой емкости БК и регулируемой тиристорно-реакторной группы. Мощность, поступающая в сеть, изменяется в зависимости от соотношения мощностей БК и реактора.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

Анализ существующей сети энергорайона включает рассмотрение её работы с точки зрения загрузки основных элементов (линий, трансформаторов), условий регулирования напряжения, экономичности. При этом необходимо проводить расчеты для всей сети энергосистемы, включая электростанции, трансформаторы, сети всех напряжений и потребителей.

2.1 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы

Сеть 35 кВ кольцевая (сеть местного значения), источником питания являются шины 35 кВ п/ст .

Найдем параметры схемы замещения для линий сети 35 кВ и сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Параметры сети 35 кВ

№ линии	Исходные данные				Погонные параметры	
	$U_{\text{ном}}$, кВ	Марка провода	Кол-во цепей	Длина, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
п/ст4– п/ст 41	35	АС-70/11	1	20	0,422	0,432
п/ст 41– п/ст 42	35	АС-50/8	1	8	0,603	0,427
п/ст 42– п/ст 4	35	АС-50/8	1	15	0,603	0,427

Реконструкция в указанной сети необходима, если наибольшие токи линий ($I_{\text{нб}}$) превысят допустимые для заданных сечений ($I_{\text{доп}}$) или наибольшая потеря напряжения ($\Delta U_{\text{нб}}$) превысит допустимую величину ($\Delta U_{\text{доп}}$). Допустимые потери напряжения до конечных пунктов сети определяют по нормированным ГОСТ-13109-97 отклонениям напряжения на электроприемниках.

Рассмотрим отключение линии между подстанцией 4 и подстанцией 41. Рассмотрим распределение потоков мощности в линиях 4-42 и 42-41 в данном режиме.

$$\Delta S_{41-42} = \frac{P_{41}^2 + Q_{41}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}) = \frac{7^2 + 3,92^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 0,254 + j0,18 \text{ МВА};$$

$$S_{42-41\text{H}} = S_{41} + \Delta S_{41-42} = 7 + j3,92 + 0,254 + j0,18 = 7,254 + j4,1 \text{ МВА};$$

$$I_{42-41} = \frac{|S_{42-41\text{H}}|}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{|7,254 + j4,1|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 137,4 \text{ А}.$$

Найдем мощность и ток, протекающие в линии между подстанциями 4 и 42.

$$S_{42-4\text{K}} = S_{42-41\text{H}} + S_{42} = 7,254 + j4,1 + 5 + j2,4 = 12,25 + j6,5 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{42-4\text{K}}^2 + Q_{42-4\text{K}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-42} + jx_{4-42}) = \frac{12,25^2 + 6,5^2}{35^2} (9,05 + j6,41) = 1,421 + j1 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42\text{H}} = S_{4-42\text{K}} + \Delta S_{4-42} = 12,25 + j6,5 + 1,421 + j1 = 13,671 + j7,5 \text{ МВА}.$$

$$I_{4-42} = \frac{|S_{4-42\text{H}}|}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{|13,671 + j7,5|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 257,3 \text{ А}.$$

Аналогично рассчитаем токи в ветвях при отключении других линий и сведем полученные данные в таблицу 7.

Таблица 7 – Значения токов в послеаварийных режимах

№ ЛЭП	п/ст4– п/ст 41	п/ст 41– п/ст 42	п/ст 42– п/ст 4
№ откл. лин. / \underline{S}	$P_1 + jQ_1, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$P_2 + jQ_2, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$P_3 + jQ_3, \text{ МВ} \cdot \text{А}$
п/ст4– п/ст 41	—————	7,443+j4,374	12,12 + j6,406
п/ст 41– п/ст 42	7,253+j4,1	—————	5,121 + j2,486
п/ст 42– п/ст 4	13,671+j7,5	5,227+ j2,561	—————
$I_{\text{нб.пав}}, \text{ А}$	257,3	142,4	255,4
$n_c \cdot F_c$	АС-70/11	АС-50/8	АС-50/8
$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	265	210	210

Согласно [1], допустимый длительный ток для АС-50/8 составляет 210 А, для провода АС-70/11 – 265 А. Таким образом, линия между подстанциями 4-42 не проходят по условию нагрева и требуется их реконструкция.

Найдем ток, протекающий через рассматриваемую линию в нормальном режиме. Для этого решим кольцевую сеть.

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 42 в нормальном режиме:

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} =$$

$$= \frac{(5 + j2,4)(4,82 - j3,42 + 8,44 - j8,64) + (7 + j3,92)(8,44 - j8,64)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} = 6,237 + j2,658 \text{ МВА}$$

Далее найдем ток, протекающий по линии 4-42 в нормальном режиме:

$$I_{4-42Н} = \frac{|S_{4-42}|}{\sqrt{3} U_{НОМ}} = \frac{|6,237 + j2,658|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 111,8 \text{ А.}$$

Найдем сечение проектируемых линий:

$$F = \frac{I_H}{j_{ЭК}},$$

где $j_{ЭК}$ – экономическая плотность тока. Согласно [2] при числе часов использования максимума нагрузки более 5000 для алюминиевых проводов $j_{ЭК}=1$ А/мм².

Таким образом:

$$F_{4-42} = \frac{I_{4-42Н}}{j_{ЭК}} = \frac{111,8}{1} = 111,8 \text{ мм}^2;$$

Исходя из проведенного выше расчета принимаем решение о замене проводов на АС-120/19. Согласно [1] для АС-120/19 $I_{доп}=390$ А. Таким образом, выбранные провода проходят проверку на нагрев в аварийном режиме.

Далее проверим сеть на соблюдение величины падения напряжения.

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4-41:

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} =$$

$$= \frac{(7 + j3,92)(4,82 - j3,42 + 3,66 - j6,21) + (5 + j2,4)(3,66 - j6,21)}{4,08 - j8,12 + 4,82 - j3,42 + 3,66 - j6,21} = 5,218 + j2,3 \text{ МВА}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 42:

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} =$$

$$= \frac{(5 + j2,4)(4,82 - j3,42 + 4,08 - j8,12) + (7 + j3,92)(4,08 - j8,12)}{4,08 - j8,12 + 4,82 - j3,42 + 3,66 - j6,21} = 6,782 + j4,02 \text{ МВА}$$

Узел 41 является точкой потокораздела.

Определим мощность, протекающую по линии между п/с 42 и п/с 41:

$$S_{42-41} = S_{4-42} - S_{42} = 6,782 + j4,02 - 5,218 - j2,3 = 1,782 + j1,62 \text{ МВА}$$

Наибольшую потерю напряжения в сети определим как сумму потерь напряжения на участках между источниками питания и точкой потокораздела:

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{4''-42} + \Delta U_{42-41} = \Delta U_{4'-41}$$

При этом для любого участка:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_{\text{ном}}}$$

где P_i , Q_i , r_i , x_i – потоки активной и реактивной мощности на участке сети и его сопротивления соответственно.

Определим падение напряжения между п/с 4 и п/с 42, а также между п/с 42 и п/с 41:

$$\Delta U_{4''-42} = \frac{P_{4-42}r_{4-42} + Q_{4-42}x_{4-42}}{U_{\text{ном}}} = \frac{6,782 \cdot 3,66 + 4,02 \cdot 6,21}{35} = 1,422 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{42-41} = \frac{P_{42-41}r_{42-41} + Q_{42-41}x_{42-41}}{U_{\text{ном}}} = \frac{1,782 \cdot 4,824 + 1,62 \cdot 3,416}{35} = 0,404 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{4''-42} + \Delta U_{42-41} = 1,422 + 0,404 = 1,826 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{\text{нб}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{1,826}{35} \cdot 100\% = 4,96\%$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Допустимые потери напряжения по нормированным отклонениям напряжения на приемниках $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$. Поскольку допустимое падение напряжения не превышает 5%, то сеть проходит проверку.

Определим приведенную к п/с 4 мощность. Для этого рассмотрим две расчетные схемы, на которых изображена схема сети 35 кВ, разделенная по точке потокораздела.

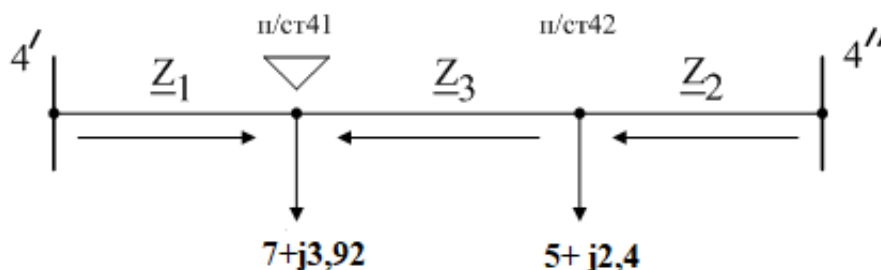


Рисунок 2 – Развернутая кольцевая сеть 35 кВ

Рассчитаем поток мощности между 4' и 41:

$$\Delta S_{4-41} = \frac{P_{4-41}^2 + Q_{4-41}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{4-41} + jx_{4-41}) = \frac{5,218^2 + 2,3^2}{35^2} (8,04 + j8,12) = 0,224 + j0,229 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41\text{H}} = S_{4-41} + \Delta S_{4-41} = 5,218 + j2,3 + 0,224 + j0,229 = 5,442 + j2,529 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем поток мощности между 4'' и 41:

$$\Delta S_{41-42} = \frac{P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}) = \frac{1,782^2 + 1,62^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 0,023 + j0,016 \text{ МВА};$$

$$S_{42-41\text{H}} = S_{42-41\text{K}} + \Delta S_{42-41} = 1,805 + j1,636 \text{ МВА}.$$

$$S_{4-42\text{K}} = S_{42-41\text{H}} + S_{42} = 1,805 + j1,636 + 5 + j2,4 = 6,805 + j4,036 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{4-42\text{K}}^2 + Q_{4-42\text{K}}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{4-42\text{K}} + jx_{4-42\text{K}}) = \frac{6,805^2 + 4,036^2}{35^2} (3,66 + j6,21) = 0,187 + j0,317 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42\text{H}} = S_{4-42\text{K}} + \Delta S_{4-42} = 6,805 + j4,036 + 0,187 + j0,317 = 6,992 + j4,353 \text{ МВА}.$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = S_{4-41\text{H}} + S_{4-42\text{H}} = 12,43 + j6,883 \text{ МВА}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

2.2 Анализ работы трансформаторов

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-97.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном II-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях. Для понижающих подстанций (п/ст 4) это условие выполняется, если

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк})S_T} \leq k_{ав},$$

Здесь n_T , S_T – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции; $n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов.

$k_{ав}$ – коэффициент аварийной загрузки, равный 1,4.

$S_{ав}$ определяется по наибольшей нагрузке с учётом возможного резервирования по сети низкого напряжения $\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез}$.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме $\underline{S}_{нб} = k_M \underline{S}_{н(макс)}$, где k_M – коэффициент совмещения максимума. При проектировании можно принять $k_M = 1$, $\underline{S}_{нрез} = 0$.

Рассмотрим подстанцию №4. Суммарная мощность, протекающая через обмотку высшего напряжения трансформаторов этой подстанции в максимальном режиме:

$$S_{макс4} = S_4 + S_{4/35} = 20 + j9,6 + 12,43 + j6,883 = 32,43 + j16,48 \text{ МВА.}$$

На подстанции №4 установлены трансформаторы ТМТН-6,3/110, с установленной мощностью 6,3 МВА.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

Загрузка трансформатора в аварийном режиме:

$$k_{ав} = \frac{S_{max4}}{(n_T - n_{отк}) \cdot S_T} = \frac{\sqrt{32,43^2 + 16,48^2}}{(2-1) \cdot 6,3} = 6.$$

Поскольку полученный коэффициент аварийной загрузки больше 1,4, следовательно, необходима замена трансформаторов. Найдем мощность трансформаторов, которые необходимо установить:

$$S_T \geq \frac{S_{max4}}{n_T \cdot k_3} = \frac{\sqrt{32,43^2 + 16,48^2}}{2 \cdot 0,7} = 27,08 \text{ МВА}.$$

К установке на подстанции №4 выбираем два трансформатора ТДТН-40000/110. Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры ТДТН-40000/110 [1]

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ			u _к , %		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	11	10,5	17	6

Продолжение таблицы 8

Тип	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _Г , Ом			X _Г , Ом			Q _х , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	200	43	0,6	0,8			35,5	0	22,3	240

Найдем приведенную к шинам 110 кВ подстанции №4 мощность с учетом потерь в трансформаторе:

$$\Delta S_{CH} = \frac{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_{тсн} + jx_{тсн}) = \frac{12,43^2 + 6,883^2}{115^2} \cdot (0,4 + j0) = 0,006 \text{ МВА};$$

$$S_{CH} = S_{35} + \Delta S_{CH} = 12,43 + j6,883 + 0,006 = 12,44 + j6,883 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{HH}} = \frac{P_{\text{HH}}^2 + Q_{\text{HH}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{ТНН}} + jx_{\text{ТНН}}) = \frac{20^2 + 9,6^2}{115^2} \cdot (0,4 + j11,15) = 0,015 + j0,415 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{HH}} = S_{\text{HH}} + \Delta S_{\text{HH}} = 20 + j9,6 + 0,015 + j0,415 = 20,015 + j10 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ВН}} = S_{\text{СН}} + S_{\text{HH}} = 32,45 + j16,9 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{ВН}} = \frac{P_{\text{ВН}}^2 + Q_{\text{ВН}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{ТВН}} + jx_{\text{ТВН}}) + \Delta S_{\text{XX}} = \frac{32,45^2 + 16,9^2}{115^2} \cdot (0,4 + j17,75) + 0,086 + j0,48 =$$

$$= 0,13 + j2,277 \text{ МВА};$$

$$S_4 = S_{\text{ВН}} + \Delta S_{\text{ВН}} = 32,45 + j16,9 + 0,13 + j2,277 = 32,58 + j19,17 \text{ МВА}.$$

Далее рассмотрим трансформаторы ЭС-1.

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения, трансформаторы связи должны обеспечить выдачу избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме при работе всех генераторов, а также резервировать электроснабжение нагрузок 10 кВ при плановом или аварийном отключении одного из генераторов.

Рассчитаем мощность, передаваемую через трансформатор ТДН – 10/110 в трех режимах работы:

а) режим минимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{Н(мин)}} - P_{\text{СН}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{Н(мин)}} - Q_{\text{СН}})^2},$$

где $\sum P_{\Gamma}$, $\sum Q_{\Gamma}$ – активная и реактивная мощность генераторов, работающих на сборные шины;

$P_{\text{Н(мин)}}$, $Q_{\text{Н(мин)}}$ – активная и реактивная нагрузка в минимальном режиме.

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{Н(мин)}} - P_{\text{СН}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{Н(мин)}} - Q_{\text{СН}})^2} =$$

$$= \sqrt{(50 - 0,7 \cdot 50 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 50 \cdot 0,51 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 19,06 \text{ МВт}.$$

б) режим максимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{Н(макс)}} - P_{\text{СН}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{Н(макс)}} - Q_{\text{СН}})^2},$$

где $P_{\text{Н(макс)}}$, $Q_{\text{Н(макс)}}$ – активная и реактивная нагрузка в максимальном режиме.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2} =$$

$$= \sqrt{(50 - 50 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 50 \cdot 0,51 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 9,926 \text{ МВт.}$$

в) послеаварийный режим при отключении одного из генераторов и максимальной нагрузке потребителей:

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\Gamma(\max)} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\Gamma(\max)} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2},$$

где $P_{\Gamma(\max)}$, $Q_{\Gamma(\max)}$ - составляющие мощности наиболее мощного отключившегося генератора.

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\Gamma(\max)} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\Gamma(\max)} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2} =$$

$$= \sqrt{(50 - 25 - 50 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 25 \cdot 0,75 - 50 \cdot 0,51 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 24,77 \text{ МВт.}$$

Наибольшая мощность наблюдается в режиме минимальных нагрузок.

Загрузка трансформатора:

$$k_{ав} = \frac{S_3}{S_T} = \frac{24,77}{10} = 2,5.$$

Трансформатор ТДН – 10/110 в аварийном режиме перегружен в 2,5 раза, а трансформатор, соединенный с генератором по блочной схеме, должен пропускать всю вырабатываемую генератором мощность, что возможно при $S_T \geq S_{\Gamma}$. Исходя из приведенного выше расчета, к установке принимаем ТДН-25000/100, параметры которого приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры ТДН-25000/110 [1]

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	$U_{НОМ}$, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
ТДН-25000/110	25	115	11	10,5	89	19	0,7	4,38	86,7	112

Рассмотрим трансформатор ТДЦ – 80/110, работающий в блоке с генератором 60 МВт.

$$S_T = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{60}{0,8} = 75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$S_T > S_{\Gamma} \Rightarrow$ трансформатор не требует реконструкции.

3 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

3.1 Выбор номинального напряжения для проектируемых объектов

Номинальные напряжения зависят от мощности, передаваемой по линии и ее длины. Предварительный выбор напряжения можно провести, ориентируясь на экономически целесообразные области применения различных напряжений [1] или по формуле Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}},$$

где L – длина линии, км;

P – передаваемая мощность на одну цепь, МВт.

С учетом нагрузки, в виде потребителей подключенных к стороне ВН РУ ЭС-2, а также мощности собственных нужд, мощность, передаваемая от ЭС-2 в сеть:

$$P_{\text{ЭС-2}} = \Sigma P_{\text{Г,ЭС-2}} - \Sigma P_{\text{СН}} - P_{\text{Н,ЭС-2}} = (60 \cdot 2) - 0,06 \cdot (60 \cdot 2) - 60 = 52,8 \text{ МВт.}$$

Таким образом, при подключении ЭС-2 к подстанции №2,

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{52,8/2}}} = 96,6 \text{ кВ}$$

а к подстанции №4:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{52,8/2}}} = 98,5 \text{ кВ.}$$

Учитывая тот факт, что ближайшим номинальным напряжением к полученному является 110 кВ, а также, что существующая сеть уже имеет напряжение 110 кВ и при строительстве РУ ВН ЭС-2 на данное напряжение не потребуются использовать трансформаторы связи, было принято решение, о строительстве РУ ВН ЭС-2 на номинальное напряжение 110 кВ.

3.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2

Структурная электрическая схема электростанции зависит от состава оборудования: от числа генераторов, трансформаторов, а также от распределения генераторов и нагрузки между РУ разного номинального напряжения и наличия связи между ними.

Отсутствие мощных потребителей на стороне низкого напряжения электростанции позволяет отказаться от строительства главного распределительного устройства (ГРУ). Электрическая схема КЭС на генераторном напряжении строиться по блочному принципу с питанием собственных нужд блока от сети генераторного напряжения. Параллельная работа блоков осуществляется через РУ повышенного напряжения. Все генераторы соединяются с повышающими трансформаторами, которые в свою очередь подсоединены к общей сборной шине с помощью выключателей и разъединителей, так, как это показано на рисунке 5. Выбранная схема обеспечивает надежное электроснабжение, простоту ремонта и обслуживания, а также перспективное расширение электростанции.

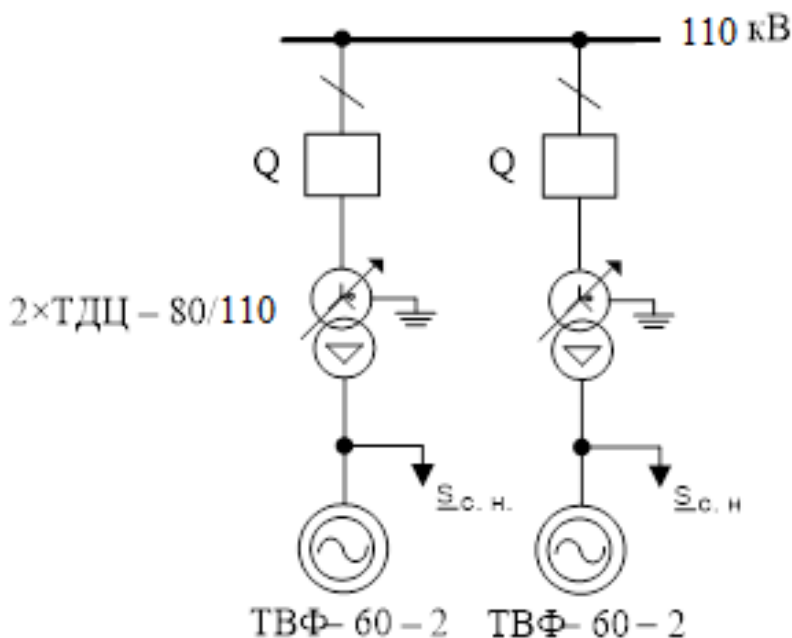


Рисунок 3 – Структурная электрическая схема ЭС-2

3.3 Выбор количества и мощности трансформаторов

На электростанции установлены мощные генераторы 2×ТВФ – 60 – 2. Генераторы с номинальным напряжением 10,5 кВ, поэтому потребителей собственных нужд питаем от сети генераторного напряжения.

Выберем число и мощность трансформаторов на ЭС – 2.

$$S_T = \sqrt{(P_T - P_{CH})^2 + (Q_T - Q_{CH})^2} = \sqrt{(60 - 0,06 \cdot 60)^2 + (60 \cdot 0,75 - 0,06 \cdot 60 \cdot 0,75)^2} = 70,5 \text{ МВА}.$$

К установке принимаем трансформатор ТДЦ-80000/110. Параметры данного трансформатора приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры трансформатора ТДЦ-80000/110 [1]

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _Т , Ом	X _Т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
ТДЦ-80000/110	80	121	10,5	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480

3.4 Выбор трансформаторов

Рассмотрим процесс выбора трансформаторов на подстанциях № 6 и №7, потребители которых относятся к I и II категории надежности электроснабжения потребителей.

По условию загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$S_{T6} \geq \frac{S_6}{n_T k_3} = \frac{45,84}{2 \cdot 0,7} = 32,8 \text{ МВА}.$$

Исходя из приведенного выше расчета, принимаем решение об установке на подстанции №6 двух трансформаторов ТРДН-40000/110. Проверим выбранные трансформаторы по коэффициенту аварийной загрузки:

$$k_{ав} = \frac{S_6}{(n_T - 1) \cdot S_{T6}} = \frac{45,84}{(2 - 1)40} = 1,15 \leq 1,4.$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 11 приведены параметры трансформатора ТРДН-40000/110.

Таблица 11 – Параметры ТРДН-40000/110

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
ТРДН-40000/110	40	121	10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260

Далее выберем трансформаторы на подстанции №7.

$$S_{Т7} \geq \frac{S_7}{n_T k_3} = \frac{16,1}{2 \cdot 0,7} = 11,5 \text{ МВА.}$$

Принимаем решение об установке двух трансформаторов ТДН-16000/110.

$$k_{ав} = \frac{S_7}{(n_T - 1) \cdot S_{Т7}} = \frac{16,1}{(2 - 1)16} = 1 \leq 1,4$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 12 приведены параметры трансформатора ТДН-16000/110.

Таблица 12 – Параметры ТДН-16000/110

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
ТДН-16000/110	16	115	11	10,5	89	19	0,7	4,38	86,7	112

4 ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ СЕТИ

Выбор схемы электрической сети заключается в определении:

- 1) схем выдачи мощности от существующих (новых) электростанций;
- 2) пунктов размещения новых п/ст, связей между ними и схем присоединения п/ст к существующим и вновь сооружаемым сетям;
- 3) объема реконструкции существующих линий и п/ст, достигших физического или морального износа;
- 4) количества и мощности трансформаторов на п/ст;
- 5) предварительных схем электрических соединений электростанций и п/ст.

При проектировании схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирование с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. Необходимо наметить несколько вариантов конфигурации схемы сети, и в дальнейшем они будут сопоставлены друг другу. Выбор оптимального варианта развития электрической сети является наиболее важной и наиболее специфической задачей.

Расчет режимов будем производить в программе NetWORKS.

Для упрощения моделирования электрической сети, приведем все мощности генераторов и нагрузок к шинам высшего напряжения.

- 1) Электростанция ЭС-1.

Мощность, поступающая через трансформатор ТДН-25000/110:

$$S_{\text{НН1}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{H(макс)}} - P_{\text{СН}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{H(макс)}} - Q_{\text{СН}}) = (50 - 50 - 0,1 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 50 \cdot 0,51 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50) = -5 + j8,6 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-25000/110:

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{P_{\text{НН1}}^2 + Q_{\text{НН1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{T}} + jx_{\text{T}}) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{5^2 + 8,6^2}{115^2} \cdot (4,38 + j86,7) + 0,019 + j0,112 = 0,052 + j0,758 \text{ МВА;}$$

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР					

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{\text{HH2}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}) = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{\text{T2}} = \frac{P_{\text{HH2}}^2 + Q_{\text{HH2}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА;}$$

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{\text{ЭС1}} = S_{\text{HH1}} + S_{\text{HH2}} - \Delta S_{\text{T1}} - \Delta S_{\text{T2}} = 51 + j42,63 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

2) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{\text{HH1}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}) = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА;}$$

Мощность ЭС-2, приведенная к шинам высшего напряжения с учетом нагрузки:

$$S_{\text{ЭС-2}} = 2S_{\text{HH1}} - 2\Delta S_{\text{T1}} - S_{\text{H}} = 52,12 + j40,82 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

3) Подстанция №6

Потери в трансформаторе ТРДН-40000/110:

$$\Delta S_{\text{T6}} = \frac{P_{\text{HH6}}^2 + Q_{\text{HH6}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{40^2 + 22,4^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,188 + j2,843 \text{ МВА.}$$

$$S_6 = \Delta S_{\text{T6}} + S_{\text{H6}} = 40,19 + j25,24 \text{ МВА.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

4) Подстанция №7

Потери в трансформаторе ТДН-16000/110:

$$\Delta S_{T7} = \frac{P_{HH7}^2 + Q_{HH7}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{XX} = \frac{15^2 + 5,85^2}{115^2} \cdot (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,075 + j0,962 \text{ МВА.}$$

$$S_7 = \Delta S_{T7} + S_{H7} = 15,08 + j6,812 \text{ МВА.}$$

Рассмотрим 6 вариантов схем подключения новых узлов сети. Для каждого определим значения потерь активной мощности.

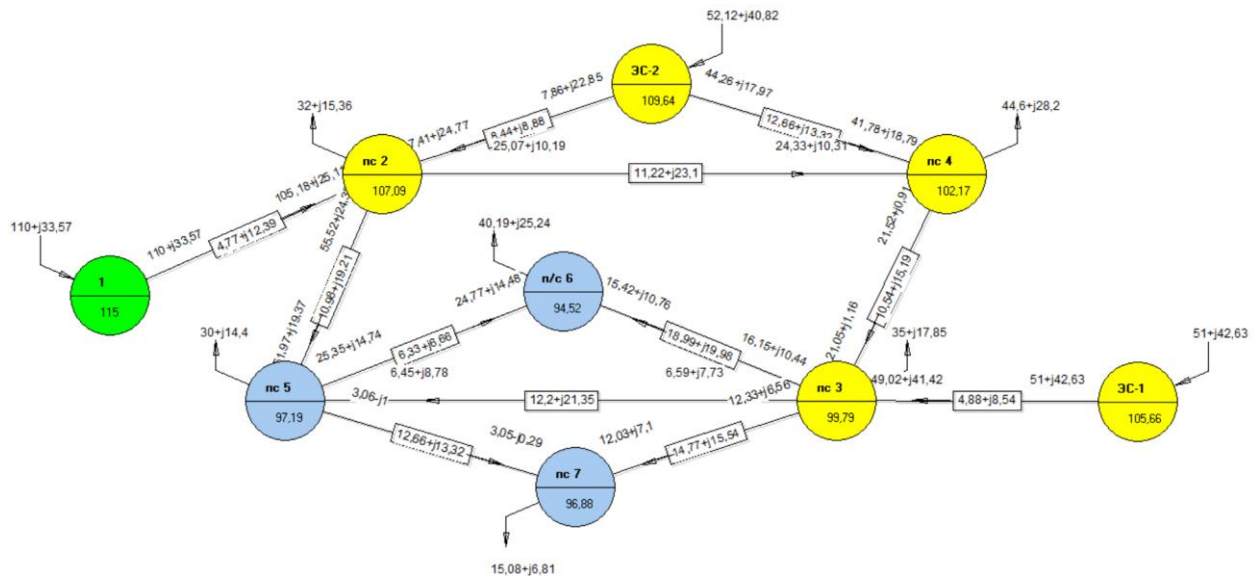


Рисунок 4 – Первый вариант подключения

Как видно из рисунка 4, напряжения в некоторых узлах сети снижаются до недопустимых значений. Принимаем решение о установке СТК на ЭС-2. Установим в узле «ЭС-2» требуемое значение напряжения, равное 118 кВ, для повышения напряжения в остальных узлах сети.

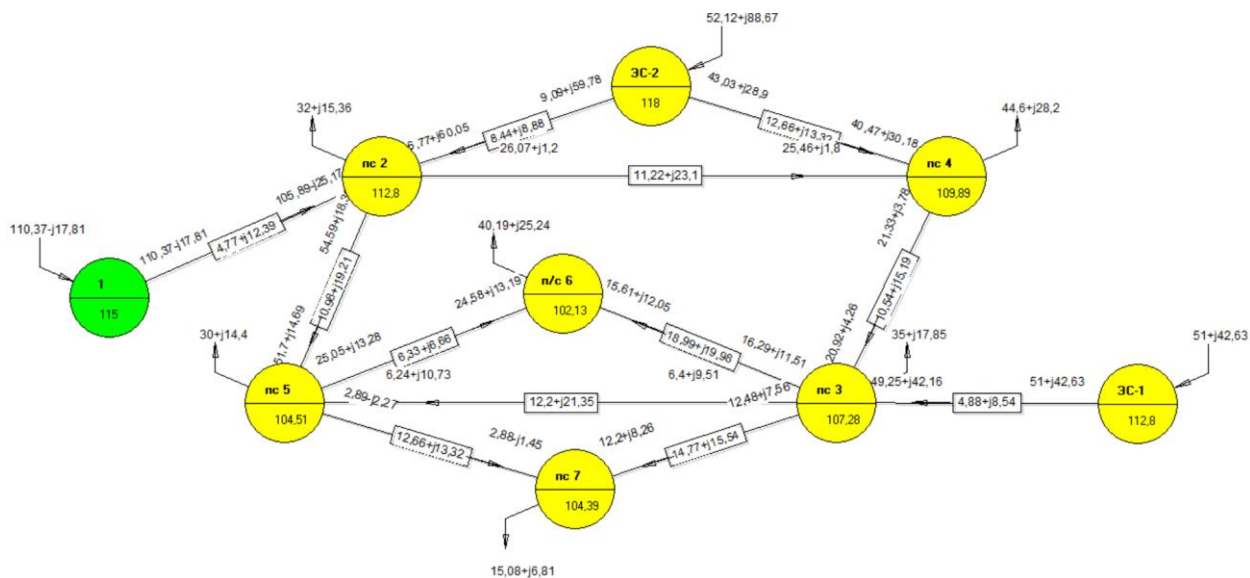


Рисунок 5 – Первый вариант сети при внедрении СТК, $\Delta P=16,619$ МВт

Таким образом, для поддержания напряжения 118 кВ на ЭС-2 необходимо перевести СТК в режим генерации, при этом реактивная мощность СТК составляет:

$$88,67-40,82=47,85 \text{ МВАр.}$$

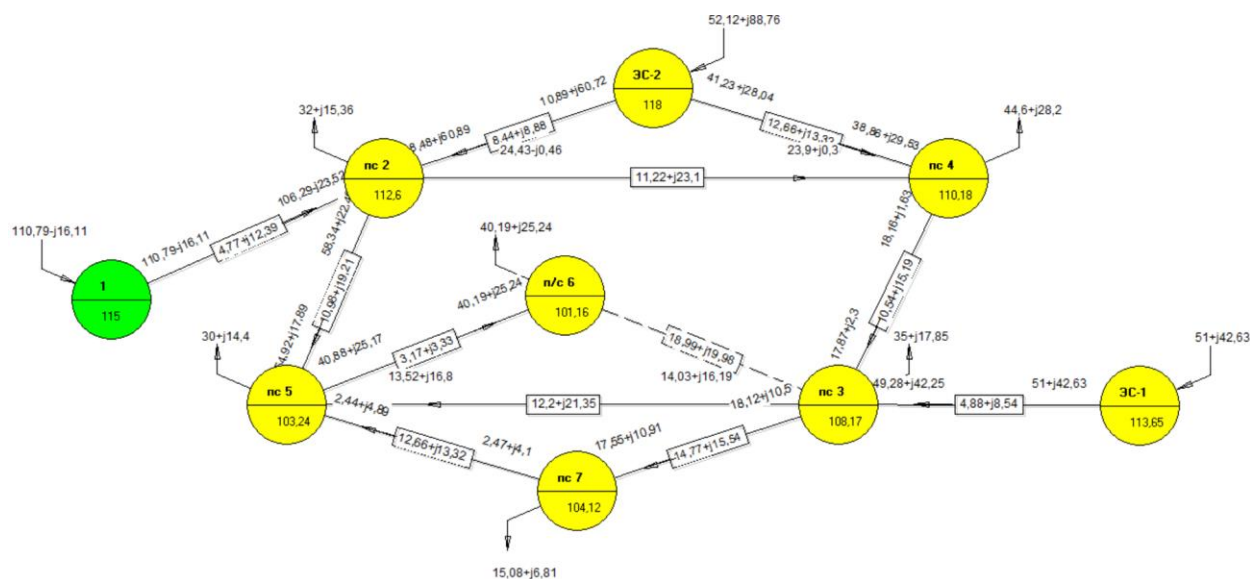


Рисунок 6 – Второй вариант сети, $\Delta P=17,037$ МВт

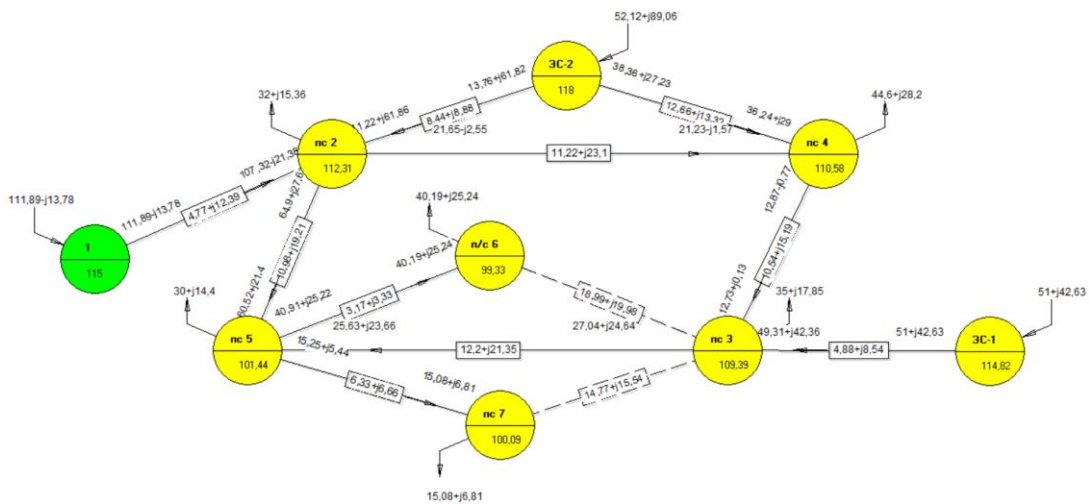


Рисунок 7 – Третий вариант сети, $\Delta P=18,138$ МВт

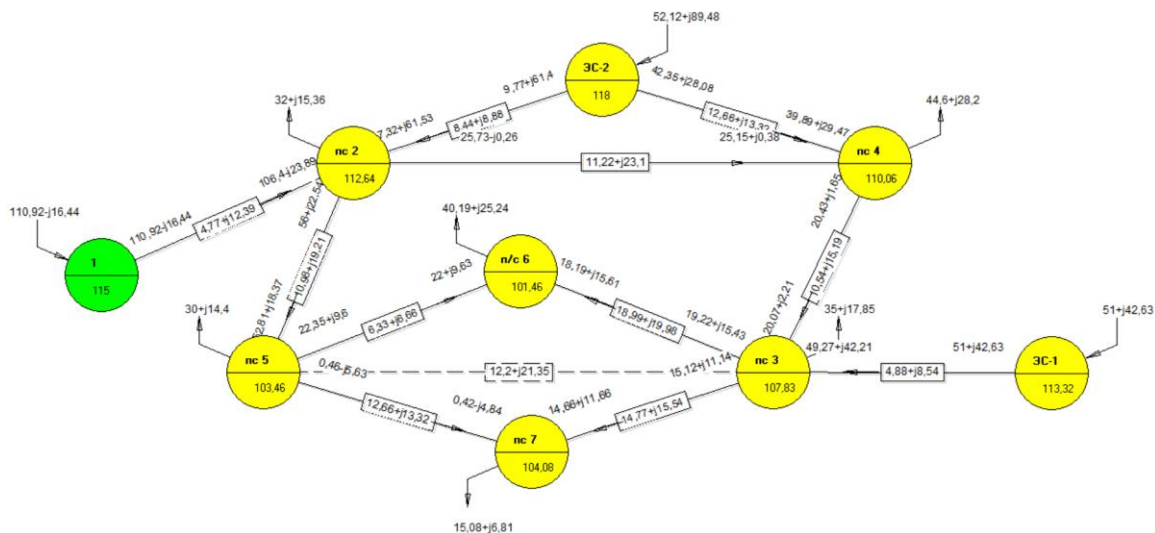


Рисунок 8 – Четвертый вариант сети, $\Delta P=17,165$ МВт

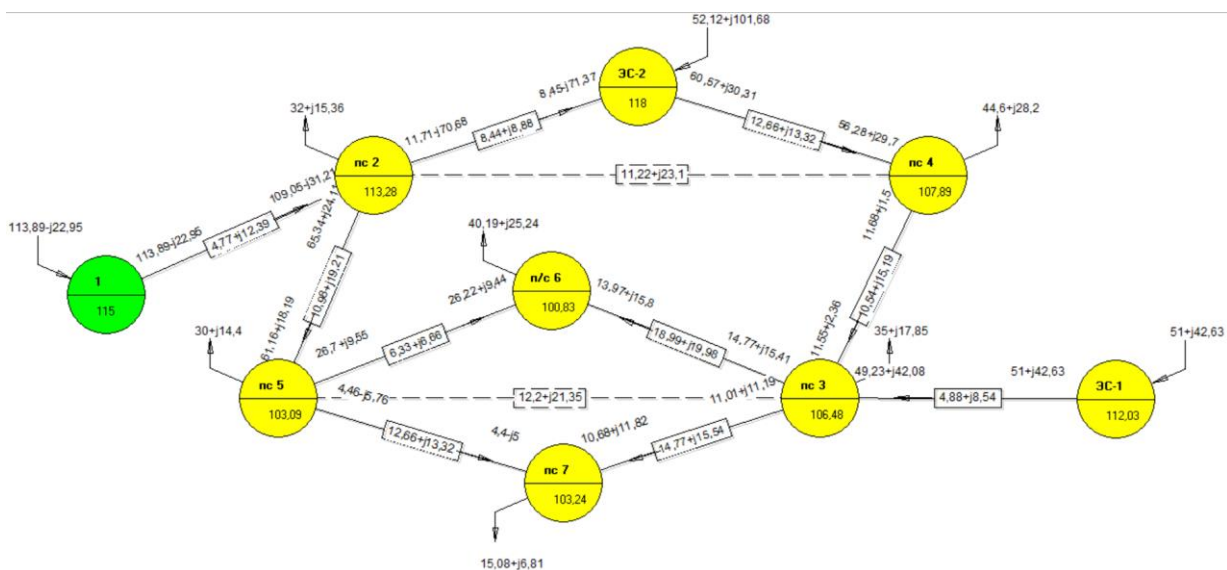


Рисунок 9 – Пятый вариант сети, $\Delta P=20,137$ МВт

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР

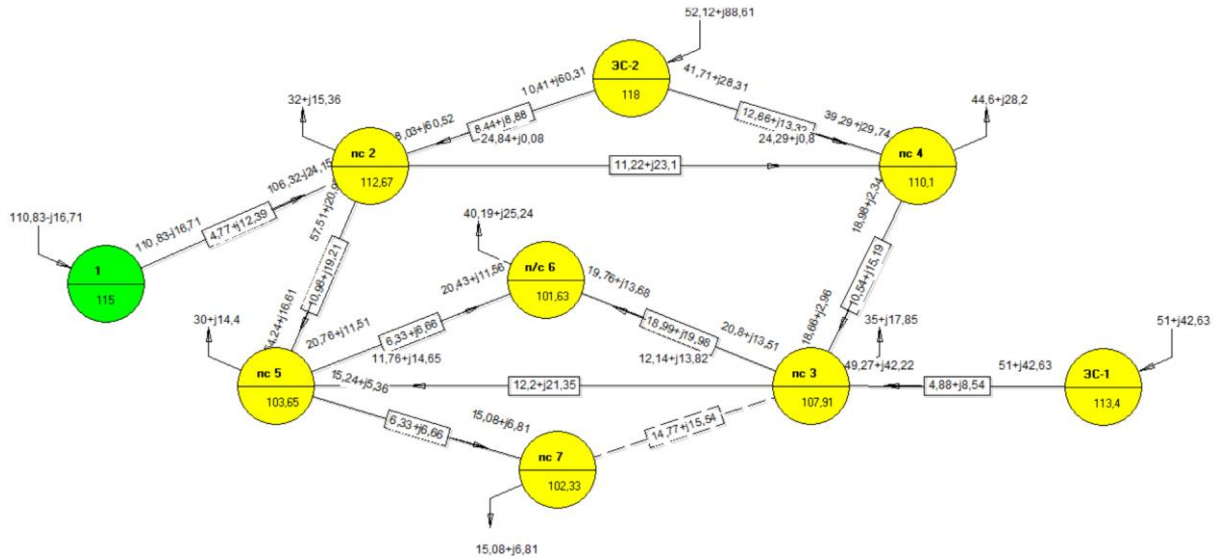


Рисунок 10 – Шестой вариант сети, $\Delta P=17,081$ МВт

К дальнейшему расчету принимаем варианты №1 и №2 вследствие минимума потерь активной мощности.

5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛЭП

Рабочий ток нормального режима работы для воздушных линий определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ВЛ}}}{\sqrt{3}N_{\text{ВЛ}}U_{\text{НОМ.ВЛ}}}.$$

Определим ток нормального режима для ЛЭП между ЭС2-ПС2 для второго варианта развития сети:

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ВЛ}}}{\sqrt{3}N_{\text{ВЛ}}U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{9,1 + j59,78}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 151,35 \text{ А.}$$

По ПУЭ экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов составляет 1 А/мм^2 , следовательно:

$$F = \frac{I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{151,35}{1} = 151,35 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, принимаем марку проводов ЛЭП 2хАС-150/24 с длительно-допустимым током 450 А. Проведем проверку проводов по нагреву:

$$I_{\text{РАБ.АВ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ВЛ}}}{\sqrt{3}(N_{\text{ВЛ}} - 1)U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{9,1 + j59,78}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 302,7 \text{ А.}$$

Ток, протекающий по проводам в аварийном режиме, не превышает длительно-допустимого значения тока, следовательно, марка питающих проводов выбрана верно.

По условиям короны и радиопомех минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм^2 . Следовательно, выбранная марка проводов проходит проверки по допустимому току и по условиям короны.

Аналогично выберем марки проводов для новых ЛЭП, результаты сведем в таблицу 13.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

Таблица 13 – Выбор сечений новых ЛЭП

Наименование	Кол-во цепей	$S_{\text{лин}}, \text{МВА}$	$I_{\text{лин}}, \text{А}$	$I_{\text{ав}}, \text{А}$	Марка про- вода	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
Вариант 1						
ЭС-2 – ПС2	2	9,1+j59,78	151,35	302,7	2хАС-150/24	450
ЭС-2 – ПС4	2	43,03+j28,9	129,77	259,54	2хАС-150/24	450
ПС5 – ПС6	1	25,05+j13,28	157,17	157,17	АС-185/29	510
ПС3 – ПС6	1	15,61+j12,05	109,43	109,43	АС-120/19	390
ПС5 – ПС7	1	2,89-j2,27	19	19	АС-70/11	265
ПС3 – ПС7	1	12,2+j8,26	80	80	АС-95/16	330
Вариант 2						
ЭС-2 – ПС2	2	10,89+j60,72	154,3	308,6	2хАС-150/24	450
ЭС-2 – ПС4	2	41,23+j28,04	125	250	2хАС-150/24	450
ПС5 – ПС6	2	40,88+j25,17	134,84	69,68	2хАС-150/24	450
ПС3 – ПС7	1	18,12+j10,5	113,19	113,19	АС-120/19	390
ПС5 – ПС7	1	2,47+j4,1	28,52	28,52	АС-70/11	265

Вывод: Все выбранные ЛЭП проходят по условию короны, так как выбранные сечения превышают 70 мм², а также по проверке по длительно-допустимому току.

6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА

Оптимальный вариант развития сети характеризуется наименьшим значением полных приведенных к одному году затрат. При сравнении двух вариантов не будем учитывать одинаковые для схем элементы. Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$Z = E_n K + I + \Delta W_{\Gamma},$$

где K – капиталовложения в объект по укрупненным показателям;

E_n – коэффициент эффективности капитальных вложений. В условиях нынешней экономической ситуации срок окупаемости проектов 5 лет, поэтому принимаем $E_n = 0,2 \text{ (год)}^{-1}$;

I – ежегодные издержки эксплуатации;

ΔW_{Γ} – ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии в элементах сети.

Рассмотрим более подробно процесс нахождения затрат для каждого из вариантов.

Приведенные затраты для варианта № 1

Первый вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС2, 2хАС-150/24, 40 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-150/24, 60 км;
- 3) ПС5 – ПС6, АС-185/29, 15 км;
- 4) ПС3 – ПС7, АС-95/16, 35 км;
- 5) ПС5 – ПС7, АС-70/11, 30 км;
- 6) ПС3 – ПС6, АС-120/19, 45 км.

В сети будет установлено 16 новых элегазовых ячеек выключателей на напряжение 110 кВ.

Согласно [3] индекс изменения сметной стоимости на I квартал 2020 года по отношению к базовым ценам 2000 г. Для электроэнергетики составляет 3,99. Таким образом, суммарные капитальные затраты для первого варианта составляют:

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

$$K=(1150 \cdot 40 \cdot 1,1+1150 \cdot 60 \cdot 1,1+890 \cdot 15 \cdot 1,1+850 \cdot 35 \cdot 1,1+850 \cdot 30 \cdot 1,1+850 \cdot 45 \cdot 1,1) \cdot 3,99+16 \cdot 1,1 \cdot 7000 \cdot 3,99=973\,700+491\,600=1\,465\,000 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем, % капитальных затрат для ВЛ составляют 0,8%, а для остального оборудования 5,9%.

Тогда:

$$И=0,008 \cdot 973\,700+0,059 \cdot 491\,600=36\,790 \text{ тыс.руб.}$$

Определим ежегодные затраты на возмещение потерь энергии во всех элементах сети:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau,$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ – наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей $\Delta P_{\text{нб}}=13,02$ МВт (значение потерь найдено при расчете в программе NetWorks);

z_3 – удельные затраты на возмещение потерь в электрических сетях, согласно [4], для Челябинской области $z_3=1,929$ руб/кВт·ч;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4925 \text{ ч}$$

В результате:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau = 13,02 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 123\,700 \text{ тыс.руб.}$$

В результате:

$$З = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma} = 0,2 \cdot (1465000) + 36790 + 123700 = 453500 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты для варианта № 2

Второй вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС2, 2хАС-150/24, 40 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-150/24, 60 км;
- 3) ПС5 – ПС6, 2хАС-150/24, 15 км;
- 4) ПС3 – ПС7, АС-120/19, 35 км;

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

5) ПС5 – ПС7, АС-70/11, 30 км.

В сети будет установлено 16 новых элегазовых ячеек выключателей на напряжение 110 кВ:

Таким образом, суммарные капитальные затраты для второго варианта составляют:

$$K=(1150 \cdot 40 \cdot 1,1+1150 \cdot 60 \cdot 1,1+1150 \cdot 15 \cdot 1,1+850 \cdot 35 \cdot 1,1+850 \cdot 30 \cdot 1,1) \cdot 3,99+ \\ +16 \cdot 1,1 \cdot 7000 \cdot 3,99= \\ =822\,900+491\,600=1\,315\,000 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем, % капитальных затрат для ВЛ составляют 0,8%, а для остального оборудования 5,9%.

Тогда:

$$И=0,008 \cdot 822\,900+0,059 \cdot 491\,600=35\,590 \text{ тыс.руб.}$$

Определим ежегодные затраты на возмещение потерь энергии во всех элементах сети:

$$\Delta W_{\Gamma}=\Delta P_{\text{нб}} \cdot z_{\text{э}} \cdot \tau=13,575 \cdot 4925 \cdot 1,929=129\,000 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$З = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma} = 0,2 \cdot (1315000) + 35590 + 129000 = 427\,600 \text{ тыс.руб.}$$

Сравнение приведенных затрат

Сравним между собой два варианта:

$$\left| \frac{z_2 - z_1}{(z_2 + z_1) / 2} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{427\,600 - 453\,500}{(427\,600 + 453\,500) / 2} \right| \cdot 100\% = 5,9\%.$$

Поскольку разница в затратах составляет более 5%, то принимаем к последующему расчету вариант №2.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

7 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

Задача расчета режима сети заключается в определении ее параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и потребители. В рассматриваемой энергосистеме определяющим фактором будем считать нагрузки потребителей.

7.1 Режим максимальных нагрузок

Карта сети в режиме максимальных нагрузок приведена на рисунке 11.

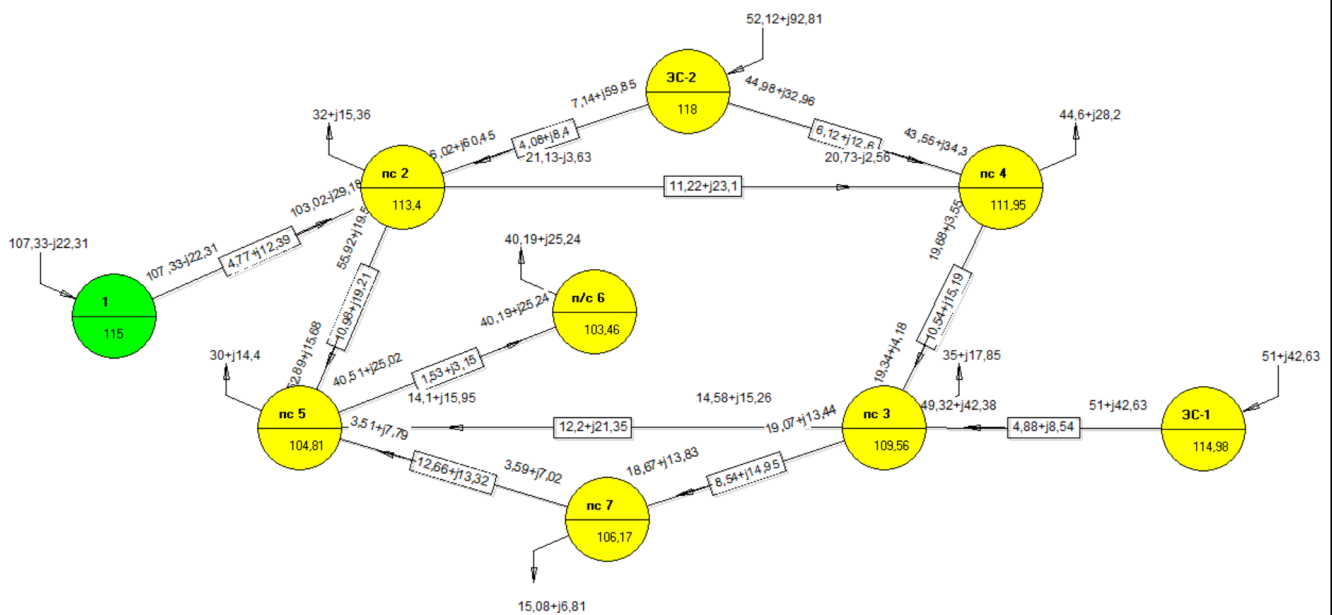


Рисунок 11 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок

В таблице 14 приведена токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 14 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	$j_p, \text{A}/\text{мм}^2$	$j_{\text{ж}}, \text{A}/\text{мм}^2$
ПС1-ПС2	274,1	510	1,482	1
ПС2-ПС4	108,4	450	0,723	1
ПС2-ПС5	302,9	390	2,524	1

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

ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР

Лист

37

Продолжение таблицы 14

ПС4-ПС3	103,7	330	1,091	1
ПС3-ПС5	114,3	390	0,953	1
ЭС1-ПС3	169,2	390	1,41	1
ЭС2-ПС2	151,1	450	1,007	1
ЭС2-ПС4	139,8	450	0,932	1
ПС5-ПС6	131,8	450	0,879	1
ПС7-ПС5	45	265	0,642	1
ПС3-ПС7	124,7	390	1,039	1

В таблице 15 приведены данные о напряжениях в узлах сети в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 15 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{ном}$, кВ	U_y , кВ	ΔU , %
Электростанция – 1	110	114,98	4,5
Электростанция – 2	110	118	7,3
Подстанция – 2	110	113,4	3,1
Подстанция – 3	110	109,56	-0,4
Подстанция – 4	110	111,95	1,8
Подстанция – 5	110	104,81	-4,7
Подстанция – 6	110	103,46	-5,9
Подстанция – 7	110	106,17	-3,5

Напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, однако значения расчетной плотности тока ЛЭП ПС2-ПС5 превышает допустимое значение. Принимаем решение о замене ЛЭП ПС2-ПС5 на АС-240/32.

7.2 Режим минимальных нагрузок

В начале найдем приведенные к шинам высшего напряжения мощности источников и нагрузок.

1) Подстанция №2

$$P_2 = P_{2\max} \cdot 0,7 = 32 \cdot 0,7 = 22,4 \text{ МВт}; \quad Q_2 = P_{2\max} \operatorname{tg} \varphi_2 \cdot 0,7 = 32 \cdot 0,48 \cdot 0,7 = 10,75 \text{ МВАр.}$$

2) Подстанция №3

$$P_3 = P_{3\max} \cdot 0,7 = 35 \cdot 0,7 = 24,5 \text{ МВт}; \quad Q_3 = P_{3\max} \operatorname{tg} \varphi_3 \cdot 0,7 = 35 \cdot 0,51 \cdot 0,7 = 12,5 \text{ МВАр.}$$

3) Подстанция №4

$$P_{41} = P_{41\max} \cdot 0,7 = 7 \cdot 0,7 = 4,9 \text{ МВт}; \quad Q_{41} = P_{41\max} \operatorname{tg} \varphi_{41} \cdot 0,7 = 7 \cdot 0,56 \cdot 0,7 = 2,744 \text{ МВАр.}$$

$$P_{42} = P_{42\max} \cdot 0,7 = 5 \cdot 0,7 = 3,5 \text{ МВт}; \quad Q_{42} = P_{42\max} \operatorname{tg} \varphi_{42} \cdot 0,7 = 5 \cdot 0,48 \cdot 0,7 = 1,68 \text{ МВАр.}$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4-41:

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} =$$
$$= \frac{(4,9 + j2,744)(4,82 - j3,42 + 3,66 - j6,21) + (3,5 + j1,68)(3,66 - j6,21)}{4,08 - j8,12 + 4,82 - j3,42 + 3,66 - j6,21} = 3,653 + j1,61 \text{ МВА}$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 42:

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} =$$
$$= \frac{(3,5 + j1,68)(4,82 - j3,42 + 4,08 - j8,12) + (4,9 + j2,744)(4,08 - j8,12)}{4,08 - j8,12 + 4,82 - j3,42 + 3,66 - j6,21} = 4,747 + j2,814 \text{ МВА}$$

Узел 41 является точкой потокораздела.

Определим мощность, протекающую по линии между п/с 42 и п/с 41:

$$S_{42-41} = S_{4-42} - S_{42} = 4,747 + j2,814 - 3,5 - j1,68 = 1,247 + j1,134 \text{ МВА}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

Определим приведенную к п/с 4 мощность. Для этого рассмотрим две расчетные схемы, на которых изображена схема сети 35 кВ, разделенная по точке потококораздела.

Рассчитаем поток мощности между 4' и 41:

$$\Delta S_{4-41} = \frac{P_{4-41}^2 + Q_{4-41}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-41} + jx_{4-41}) = \frac{3,653^2 + 1,61^2}{35^2} (8,04 + j8,12) = 0,11 + j0,112 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41\text{H}} = S_{4-41} + \Delta S_{4-41} = 3,653 + j1,61 + 0,11 + j0,112 = 3,763 + j1,722 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем поток мощности между 4" и 41:

$$\Delta S_{41-42} = \frac{P_{41-42}^2 + Q_{41-42}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}) = \frac{1,247^2 + 1,134^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 0,011 + j0,008 \text{ МВА};$$

$$S_{42-41\text{H}} = S_{42-41\text{K}} + \Delta S_{42-41} = 1,258 + j1,142 \text{ МВА}.$$

$$S_{4-42\text{K}} = S_{42-41\text{H}} + S_{42} = 4,758 + j2,822 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{4-42\text{K}}^2 + Q_{4-42\text{K}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-42\text{K}} + jx_{4-42\text{K}}) = \frac{4,758^2 + 2,822^2}{35^2} (3,66 + j6,21) = 0,091 + j0,155 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42\text{H}} = S_{4-42\text{K}} + \Delta S_{4-42} = 4,758 + j2,822 + 0,091 + j0,155 = 4,85 + j2,977 \text{ МВА}.$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = S_{4-41\text{H}} + S_{4-42\text{H}} = 8,612 + j4,699 \text{ МВА}.$$

Найдем приведенную к шинам 110 кВ подстанции №4 мощность с учетом потерь в трансформаторе:

$$\Delta S_{\text{CH}} = \frac{P_{\text{CH}}^2 + Q_{\text{CH}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{ТСН}} + jx_{\text{ТСН}}) = \frac{8,612^2 + 4,699^2}{115^2} \cdot (0,4 + j0) = 0,003 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{CH}} = S_{35} + \Delta S_{\text{CH}} = 8,612 + j4,699 + 0,003 = 8,615 + j4,699 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{HH}} = \frac{P_{\text{HH}}^2 + Q_{\text{HH}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{ТНН}} + jx_{\text{ТНН}}) = \frac{14^2 + 6,72^2}{115^2} \cdot (0,4 + j11,15) = 0,007 + j0,203 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{HH}} = S_{\text{HH}} + \Delta S_{\text{HH}} = 14 + j6,72 + 0,007 + j0,203 = 14,01 + j6,923 \text{ МВА};$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

$$S_{BH} = S_{CH} + S_{HH} = 22,62 + j11,62 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТВН} + jx_{ТВН}) + \Delta S_{xx} = \frac{22,62^2 + 11,62^2}{115^2} \cdot (0,4 + j17,75) + 0,086 + j0,48 = 0,106 + j1,348 \text{ МВА};$$

$$S_4 = S_{BH} + \Delta S_{BH} = 22,62 + j11,62 + 0,106 + j1,348 = 22,73 + j12,97 \text{ МВА}.$$

4) Подстанция №5

$$P_5 = P_{5\max} \cdot 0,7 = 30 \cdot 0,7 = 21 \text{ МВт}; Q_5 = P_{5\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_5 \cdot 0,7 = 30 \cdot 0,48 \cdot 0,7 = 10,08 \text{ МВАр}.$$

5) Электростанция ЭС-1

Мощность, поступающая через трансформатор ТДН-25000/110:

$$S_{HH1} = (\Sigma P_{Г} - P_{H(\max)} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{Г} - Q_{H(\max)} - Q_{CH}) = (50 - 0,7 \cdot 50 - 0,1 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 50 \cdot 0,51 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50) = 10 + j16,23 \text{ МВА}.$$

Потери в трансформаторе ТДН-25000/110:

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{Т} + jx_{Т}) + \Delta S_{xx} = \frac{10^2 + 16,23^2}{115^2} \cdot (4,38 + j86,7) + 0,019 + j0,112 = 0,139 + j2,493 \text{ МВА};$$

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{HH2} = (\Sigma P_{Г} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{Г} - Q_{CH}) = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = 56,4 + j42,534 \text{ МВА}.$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{T2} = \frac{P_{HH2}^2 + Q_{HH2}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{Т} + jx_{Т}) + \Delta S_{xx} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА};$$

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{ЭС1} = S_{HH1} + S_{HH2} - \Delta S_{T1} - \Delta S_{T2} = 65,92 + j48,54 \text{ МВА}.$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

6) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{HH1} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{CH}) = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{xx} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА;}$$

Мощность ЭС-2, приведенная к шинам высшего напряжения с учетом нагрузки:

$$S_{\text{ЭС-2}} = 2S_{HH1} - 2\Delta S_{T1} - S_H = 70,12 + j49,46 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

7) Подстанция №6

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{T6} = \frac{P_{HH6}^2 + Q_{HH6}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{xx} = \frac{(40 \cdot 0,7)^2 + (22,4 \cdot 0,7)^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,143 + j1,658 \text{ МВА.}$$

$$S_6 = \Delta S_{T6} + S_{H6} = 28,14 + j17,34 \text{ МВА.}$$

8) Подстанция №7

Потери в трансформаторе ТДН-16000/110:

$$\Delta S_{T7} = \frac{P_{HH7}^2 + Q_{HH7}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{xx} = \frac{(15 \cdot 0,7)^2 + (5,85 \cdot 0,7)^2}{115^2} \cdot (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,056 + j0,585 \text{ МВА.}$$

$$S_7 = \Delta S_{T7} + S_{H7} = 10,56 + j4,68 \text{ МВА.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

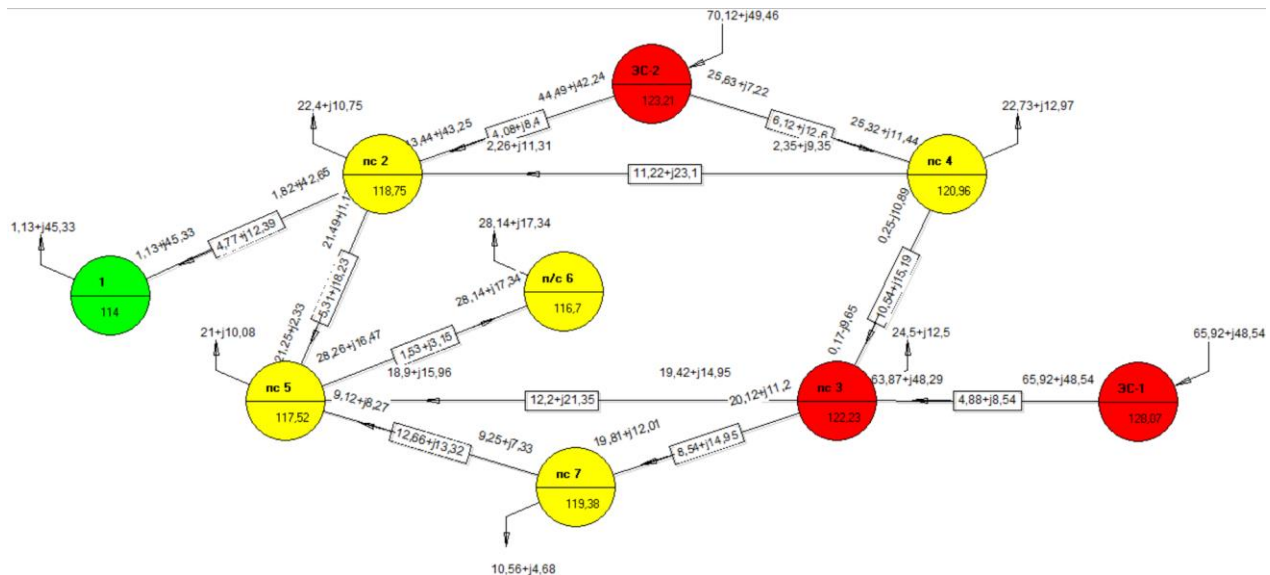


Рисунок 12 – Карта сети в режиме минимальных нагрузок

Как видно из рисунка 12, напряжения в некоторых узлах сети превышают допустимые значения без регулирования реактивной мощности СТК. Для восстановления нормального режима зададим в узле «ЭС-2» напряжение 112 кВ.

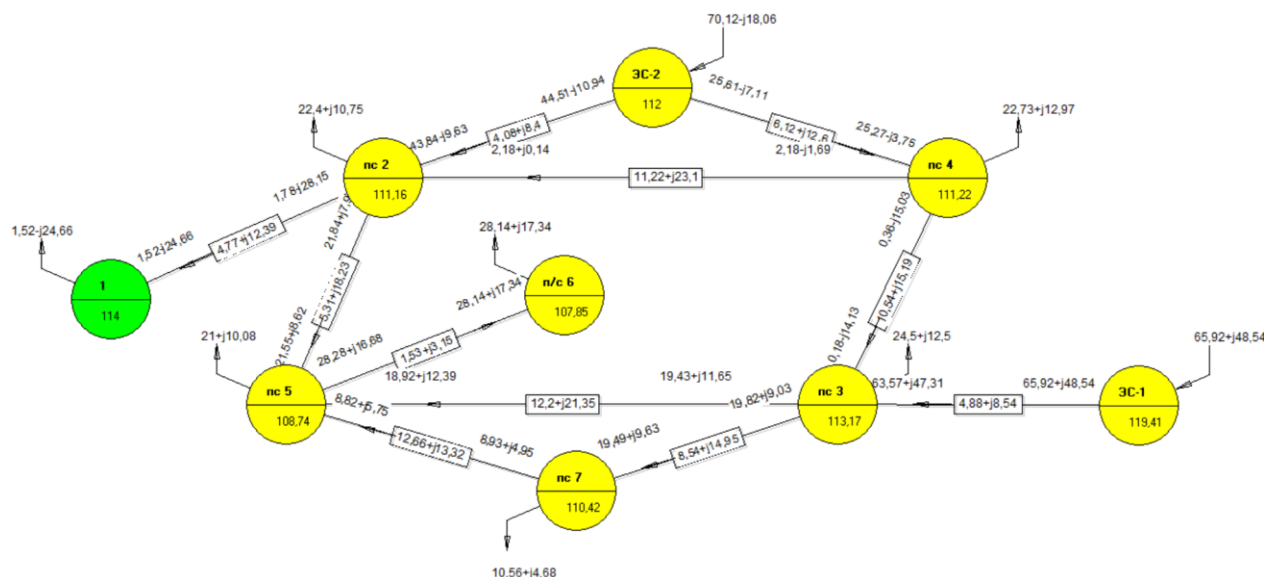


Рисунок 13 – Карта сети в режиме минимальных нагрузок при регулировании мощности СТК

7.3 Послеаварийные режимы работы сети

В данном пункте рассмотрим послеаварийные режимы, возникающие при отключении линий.

Таблица 16 – Послеаварийные режимы

	ПС1-ПС2	ПС2-ПС4	ПС2-ПС5	ПС4-ПС3	ПС3-ПС5	ЭС1-ПС3
Норм.режим	282,4	112,1	315,6	108,5	118	174,4
ПС1-ПС2	592,4	118,5	337,5	116,8	124,3	183,2
ПС2-ПС4	283,5	-	350,4	80,1	108,6	176,6
ПС4-ПС3	286,4	66,6	449,7	-	73,6	184,5
ПС3-ПС5	284,8	103,2	367,6	80,4	-	172,1
ЭС1-ПС3	285,6	114,6	325,9	117	113,8	335,4
ЭС2-ПС2	283,4	119,4	306,4	116,4	126,3	173,4
ЭС2-ПС4	284,4	156	347,1	87,5	104,9	177,9
ПС5-ПС6	283,2	112,7	319,7	110,2	119,6	174,9
ПС7-ПС5	282,5	110,2	328,8	100,8	149,6	173,6
ПС3-ПС7	285,8	100,2	368,8	77	210,8	172,9
Идоп, А	510	450	610	330	390	390
k_3	1,162	0,347	0,737	0,353	0,541	0,86

Продолжение таблицы 16

	ЭС2-ПС2	ЭС2-ПС4	ПС5-ПС6	ПС7-ПС5	ПС3-ПС7
Норм.режим	153,8	144,9	137	46	129,1
ПС1-ПС2	158,2	153,5	146	47,6	136,5
ПС2-ПС4	155,1	179,3	138,7	45,3	122,1
ПС4-ПС3	166,5	119,3	143,9	44,5	95,7
ПС3-ПС5	163,3	134,5	141,1	117,5	202,5
ЭС1-ПС3	151,2	148,9	138,6	42,1	126,9
ЭС2-ПС2	243,7	163,3	136,6	52,8	134,3
ЭС2-ПС4	176,1	220,2	139,6	38,1	120,9
ПС5-ПС6	153,4	145,8	280	47	130,4
ПС7-ПС5	157	141,9	138,2	-	90,6
ПС3-ПС7	160,1	136,2	140,8	99,3	-
Идоп, А	450	450	450	265	390
k_3	0,542	0,489	0,622	0,443	0,519

Вывод: Существующая сеть нуждается в реконструкции. Токовая нагрузка некоторых ЛЭП превышает допустимые значения. Произведем замену некоторых ЛЭП, результаты сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты реконструкции

Название	Марка провода	$I_{\max\text{ПА}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	k_3
ПС1-ПС2	2хАС-240/32	592,4	610	0,971

Таким образом, наиболее тяжелый ПА режим наблюдается при отключении ЛЭП между узлами ПС4-ПС3. Приведем на рисунке 14 карту ПА режима.

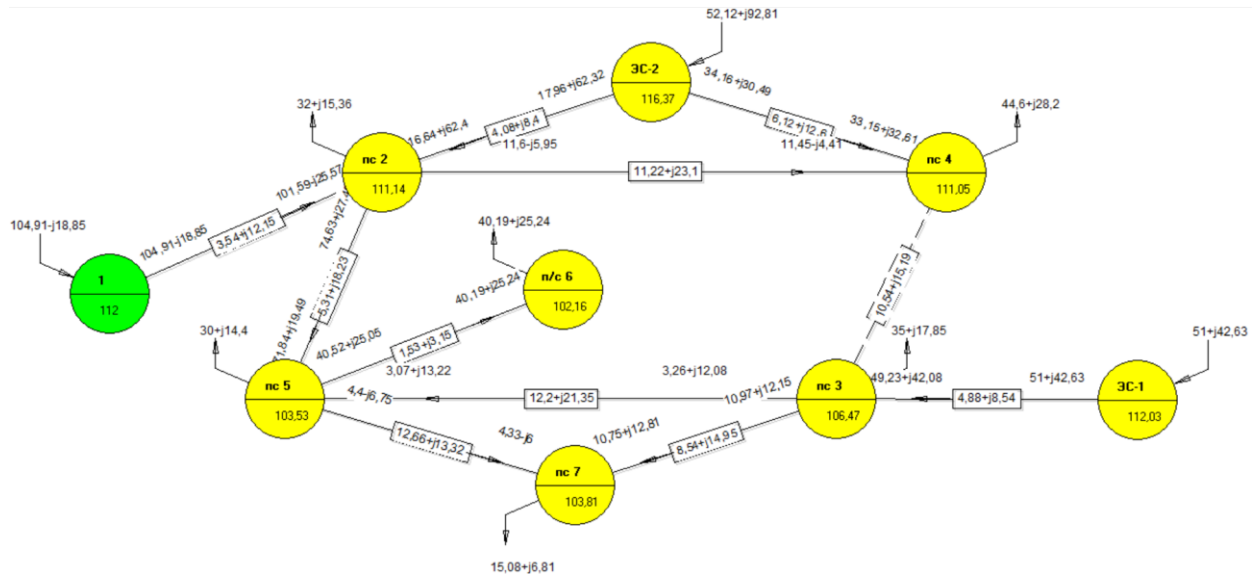


Рисунок 14 – Карта послеаварийного режима

В таблице 18 приведена токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 18 – Токсовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$
ПС1-ПС2	276,2	610
ПС2-ПС4	65,8	450

Продолжение таблицы 18

ПС2-ПС5	422,1	510
ПС4-ПС3	-	-
ПС3-ПС5	72,2	390
ЭС1-ПС3	176	390
ЭС2-ПС2	164,6	450
ЭС2-ПС4	117,4	450
ПС5-ПС6	135,8	450
ПС7-ПС5	43,3	265
ПС3-ПС7	92	390

В таблице 19 приведены данные о напряжениях в узлах сети.

Таблица 19 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{ном}$, кВ	U_y , кВ	ΔU , %
Электростанция – 1	110	112,03	1,8
Электростанция – 2	110	116,37	5,8
Подстанция – 2	110	111,14	1
Подстанция – 3	110	106,47	-3,2
Подстанция – 4	110	111,05	0,96
Подстанция – 5	110	103,53	-5,9
Подстанция – 6	110	102,16	-7,1
Подстанция – 7	110	103,81	-5,6

Токи в ветвях и напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, поэтому данный режим работы сети допустим.

8 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ

Потребители могут эффективно работать только при определенном качестве электроэнергии. Снижение качества электроэнергии может привести к следующим отрицательным последствиям:

- увеличение потерь активной мощности и электроэнергии;
- сокращению службы электрооборудования;
- ложной работе устройств защиты и автоматики;
- нарушению нормального хода технологических процессов и ущерб у потребителей.

Требования к качеству электроэнергии в электрических сетях определяются ГОСТом 32144-2013. В процессе проектирования электрических сетей выбираются средства регулирования, регулировочные диапазоны, места установки компенсирующих устройств, обеспечивающих допустимые уровни напряжения на шинах потребителей.

Основным способом является регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой. Все остальные способы регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов понижающих подстанций следующим образом:

На подстанции № 6 установлены два трансформатора ТРДН – 40000/110, РПН пределы регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, $U_{вн.хх} = 115$ кВ.

1) Найдем потери напряжения в трансформаторах для трех режимов работы сети (максимального, минимального, послеаварийного):

$$\Delta U_{т.маx} = \frac{P_{пр.маx} \cdot r_{т} + Q_{пр.маx} \cdot x_{т}}{U_{вн.маx}} = \frac{40,19 \cdot 0,87 + 25,24 \cdot 22}{2 \cdot 103,46} = 5,103 \text{ кВ};$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

$$\Delta U_{T.min} = \frac{P_{пр.мин} \cdot r_T + Q_{пр.мин} \cdot x_T}{U_{вн.мин}} = \frac{28,14 \cdot 0,87 + 17,34 \cdot 22}{2 \cdot 107,85} = 3,427 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{T.ав} = \frac{P_{пр.ав} \cdot r_T + Q_{пр.ав} \cdot x_T}{U_{вн.ав}} = \frac{40,19 \cdot 0,87 + 25,24 \cdot 22}{2 \cdot 100,4} = 5,259 \text{ кВ};$$

2) Определим для всех режимов приведенные напряжения на шинах НН подстанции:

$$U'_{нн.мах} = U_{вн.мах} - \Delta U_{T.мах} = 103,46 - 5,103 = 98,36 \text{ кВ};$$

$$U'_{нн.мин} = U_{вн.мин} - \Delta U_{T.мин} = 107,85 - 3,427 = 104,4 \text{ кВ};$$

$$U'_{нн.ав} = U_{вн.ав} - \Delta U_{T.ав} = 100,4 - 5,259 = 95,14 \text{ кВ}.$$

3) Рассчитаем для всех режимов значения ответвлений со стороны обмотки ВН, обеспечивающие желаемые напряжения у потребителя:

$$U_{отв.В} = \frac{U'_{нн} \cdot U_{xx}}{U_{жел.н}},$$

здесь U_{xx} – напряжение холостого хода трансформатора; $U_{жел.н}$ – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанции.

$$U_{отв.мах} = \frac{U'_{нн.мах} \cdot U_{xx}}{U_{жел.н}} = \frac{98,36 \cdot 11}{10,5} = 103 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.мин} = \frac{U'_{нн.мин} \cdot U_{xx}}{U_{жел.н}} = \frac{104,4 \cdot 11}{10,5} = 109,4 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.ав} = \frac{U'_{нн.ав} \cdot U_{xx}}{U_{жел.н}} = \frac{95,14 \cdot 11}{10,5} = 99,67 \text{ кВ}.$$

4) Учитывая способ регулирования для данного трансформатора – РПН, выберем стандартную отпайку для каждого режима работы $U_{отв,ст.В}$. Пределы регулирования трансформатора $\pm 9 \times 1,78\%$, т.е. 9 отпаяк по 2,047 кВ.

$$\text{мах: } U_{отв,ст.В} = 115 - 6 \cdot 2,047 = 102,7 \text{ кВ};$$

$$\text{мин: } U_{отв,ст.В} = 115 - 2 \cdot 2,047 = 110,9 \text{ кВ};$$

$$\text{ав: } U_{отв,ст.В} = 115 - 7 \cdot 2,047 = 100,7 \text{ кВ}.$$

5) Определим действительное напряжение на шинах НН подстанции при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН в трех режимах:

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

$$U_{\text{нн.маx}} = \frac{U'_{\text{нн.маx}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.маx}}} = \frac{98,36 \cdot 11}{102,7} = 10,53 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{нн.миn}} = \frac{U'_{\text{нн.миn}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.миn}}} = \frac{104,4 \cdot 11}{110,9} = 10,36 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{нн.ав}} = \frac{U'_{\text{нн.ав}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.ав}}} = \frac{95,14 \cdot 11}{100,7} = 10,4 \text{ кВ}.$$

б) Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных и сравним с допустимым отклонением.

$$V = \left| \frac{U_{\text{нн}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \right| \cdot 100\% \leq V_{\text{доп}},$$

$$V_{\text{маx}} = \left| \frac{10,53 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,314\% \leq 5;$$

$$V_{\text{миn}} = \left| \frac{10,36 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 1,362\% \leq 5;$$

$$V_{\text{ав}} = \left| \frac{10,4 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,993\% \leq 5;$$

Отклонения напряжений не превышают допустимых, выбранные ответвления обеспечивают нормальную работу потребителей в любом режиме.

Выбор отпаек на трансформаторах подстанции №7 проведем аналогично подстанции №6, результаты сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор отпаек на подстанции №7

№ ПС	Тип трансформатора	Пределы регулирования	Реж	U _{ВН} , кВ	ΔU _T , кВ	U' _{нн} , кВ	U _{отв.В} , кВ	Отп.	U _{отв.ст.В} , кВ	U _{нн} , кВ	V, %
7	2×ТДН – 16000/110 U _{ВН.ХХ} , кВ 115	РПН ±9×1,78%	маx	106,17	3,138	103	107,9	-3	108,9	104,1	0,846
			миn	110,42	2,112	108,3	113,5	-1	113	105,5	0,454
			ав	102,07	3,264	98,81	103,5	-6	102,7	105,8	0,772

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов отпайки выбираются по следующему алгоритму:

1) определяют потери напряжения в обмотках трансформаторов во всех режимах работы сети:

$$\Delta U_{ВН} = \frac{P_B \cdot r_B + Q_B \cdot x_B}{U_{ВН}},$$

$$\Delta U_{СН} = \frac{P_C \cdot r_C + Q_C \cdot x_C}{U_{ВН} - \Delta U_{ВН}},$$

$$\Delta U_{НН} = \frac{P_H \cdot r_H + Q_H \cdot x_H}{U_{ВН} - \Delta U_{ВН}},$$

где $P_B, P_C, P_H, Q_B, Q_C, Q_H$ – соответственно активные и реактивные мощности, протекающие по обмоткам высшего, среднего и низшего напряжений в рассматриваемом режиме работы сети; $U_{ВН}$ – напряжение на шинах подстанции, полученное в результате расчета соответствующего режима сети.

2) определяются для всех режимов приведенные напряжения на шинах среднего напряжения – $U'_{СН}$ и напряжения на шинах низшего напряжения – $U'_{НН}$.

3) рассчитывают для всех режимов сети значения напряжения отвлечения на обмотке ВН, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах НН.

4) выбирают отпайки.

5) рассчитывают действительное напряжение на шинах СН:

$$U_{СН} = \frac{U'_{СН} \cdot U_{ХХ}}{U_{отв,ст.В}},$$

6) находят отклонение напряжения на шинах СН, сравнивают с допустимым.

Результаты выбора отпайки на трехобмоточных трансформаторах подстанции № 4 сведены в таблицу 20. На трехобмоточных трансформаторах отпайки выберем со стороны ВН, со стороны СН и НН проверим отклонение напряжения.

Для шин 10 кВ принимаем желаемое напряжение 10,5 кВ, считаем, что дальше продолжается сеть к потребителю. Для шин 35 кВ отклонение от желаемого напряжения допускается до 10%, т.к. далее идет протяженная сеть.

Таблица 21 – Выбор отпаяк на подстанции №4

№ подстанции	4		
Тип трансформатора	2×ТДТН – 40000/110		
Пределы регулирования	РПН ±9×1,78%		
$U_{ВН.хх}$, кВ	115		
Режим	max	min	п/ав
$U_{ВН}$, кВ	111,95	111,22	110,9
$\Delta U_{ВН}$, кВ	2,488	1,675	2,588
$\Delta U_{СН}$, кВ	0,031	0,022	0,032
$\Delta U_{НН}$, кВ	0,756	0,529	0,764
$U'_{СН}$, кВ	109,5	109,5	108,3
$U'_{НН}$, кВ	108,7	109	107,5
$U_{отв.В.}$, кВ	113	116,1	112,1
Отпайка	-1	+1	-1
$U_{отв.ст.В.}$, кВ	113	117	113
$U_{НН}$, кВ	10,5	10,42	10,42
$V_{НН}$, %	0,043	0,791	0,747
$U_{СН}$, кВ	35,02	34,72	34,73
$V_{СН}$, %	0,043	0,791	0,767

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

Важнейшим технико–экономическим показателем являются капитальные вложения, необходимые для сооружения линий – $k_{л}$, электростанций – $k_{ЭС}$ и подстанций – $k_{пс}$.

$$k = k_{лЭП} + k_{ЭС} + k_{пс},$$

Произведем приближение к ценам 2020 года. Для удобства сведем все в таблицы: стоимость ЛЭП таблицу 22; стоимость трансформаторов в таблицу 23; стоимость генераторов в таблицу 24.

Таблица 22 – Стоимость капитальных затрат на строительство ЛЭП [1]

№ линии	Сечение мм ²	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс. руб.
ЭС2-ПС2	2хАС-150/24	
ЭС2-ПС4	2хАС-150/24	
ПС5-ПС6	2хАС-150/24	
ПС3-ПС7	АС-120/19	
ПС5-ПС7	АС-70/11	
ПС5-ПС2	АС-240/32	
ПС4-ПС42	АС-120/19	
Итого		878 900

Таблица 23 – Стоимость капитальных затрат на высоковольтное оборудование [1]

№ п/ст	Оборудование	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс.руб.
ЭС2,ПС2,ПС4,ПС6, ПС3,ПС5,ПС7	18 (ячейка выключателя 110 кВ)	553 000
ПС4,ПС42	2 (ячейка выключателя 35 кВ)	17 560
ПС4	2хТДТН-40000/110	75 491
ЭС-2	2хТДЦ-80000/110	58 810
ЭС-1	ТДН-25000/100	31 160

Продолжение таблицы 23

ПС6	2x ТРДН-40000/110	101 800
ПС7	2x ТДН-16000/110	51 790
Итого		889 600

Таблица 24 – Стоимость капитальных затрат на установку генераторов [1]

№	Генератор	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс. руб.
ЭС – 2	2x ТВФ – 60 – 2	102456
Итого:		102456

Определим капитальные вложения:

$$k=878\,900+889\,600+102\,456=1\,871\,000 \text{ тыс.руб.}$$

Определим удельные капитальные затраты:

$$k_y = \frac{k}{\Sigma P_n} = \frac{1871000}{294} = 6364 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}}.$$

Эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации электроэнергетического оборудования в течение одного года:

$$И = И_{л} + И_{(эс+пс)} + И_{\Delta W} = \frac{P_{л}}{100} k_{л} + \frac{P_{об}}{100} (k_{эс} + k_{пс}) + И_{\Delta W},$$

где $p_{л}$, $p_{об}$ – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ЛЭП и энергетического оборудования электростанций и подстанций; $И_{\Delta W}$ стоимость потерь электроэнергии за год:

$$И_{\Delta W} = 3_{э} \Delta W = 3_{э} \Delta P \tau = 11,048 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 105000 \text{ тыс.руб.}$$

$$И = \frac{0,8}{100} 878900 + \frac{5,9}{100} (889600 + 102456) + 105000 = 170600 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость передачи электрической энергии определяется как частное от деления ежегодных эксплуатационных расходов на количество электроэнергии, переданное потребителям по сети:

$$W_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ни}} T_{\text{нби}} = 294 \cdot 6000 = 1\,764\,000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{И}{W_{\Gamma}} = \frac{170\,600}{1\,764\,000} = 0,097 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Выше указанные технико – экономические показатели позволяют определить приведенные затраты:

$$З = E_{\text{н}}k + И = 0,2 \cdot 1871000 + 170\,600 = 544\,800 \text{ тыс.руб.}$$

Расчетная стоимость передачи электроэнергии определяется как:

$$C_{\text{рас}} = \frac{З}{W_{\Gamma}} = \frac{544800}{1\,764\,000} = 0,309 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

10 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ «№7»

Выберем для последующей разработки одну из нововведенных подстанций – подстанцию «7». Примем во внимание тот факт, что марка питающих линий и тип трансформаторов выбраны ранее.

10.1 Выбор схем РУ 110 кВ и РУ 10 кВ

Проходная двухтрансформаторная подстанция предполагает использовать схему «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

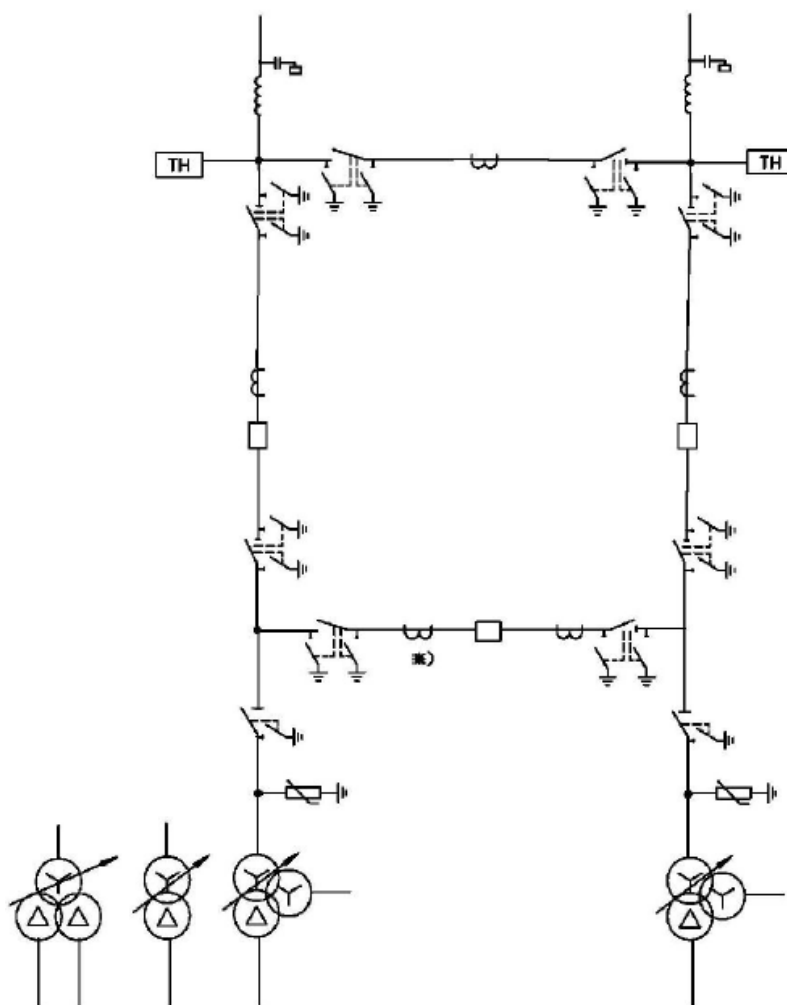


Рисунок 15 – Схема РУ ВН

Для РУ НН примем схему с одной секционированной системой сборных шин (рисунок 16).

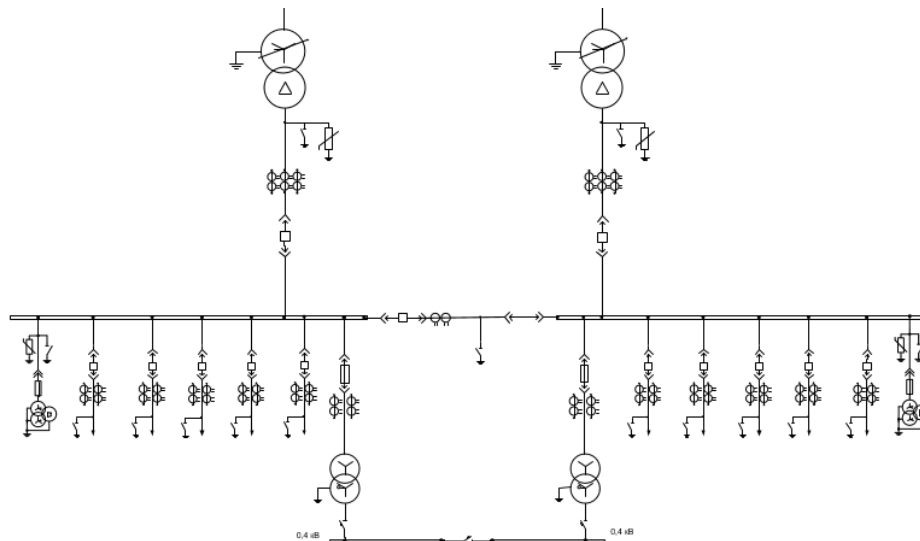


Рисунок 16 – Схема РУ НН

10.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах

Нормальный режим:

$$I_{\text{ТР}} = \frac{0,7S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 58,8 \text{ А.}$$

Согласно расчетам, приведенным выше, ток ЛЭП ПС5-ПС7 составляет 45 А, ток ЛЭП ПС3-ПС7 составляет 124,7 А.

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{ТР}} = \frac{0,7S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 117,6 \text{ А.}$$

Согласно расчетам, приведенным выше, ток ЛЭП ПС5-ПС7 составляет 117,5 А, ток ЛЭП ПС3-ПС7 составляет 202,5 А.

Расчетные токи на стороне нижнего напряжения:

Нормальный режим:

$$I_{\text{ТР}} = \frac{0,7S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 615,8 \text{ А.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$I_{\text{ОТХ.ЛЭП}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{20,9 \cdot 10^3}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 99 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{ТР.НН}} = \frac{1,4S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1231,7 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ОТХ.ЛЭП.МАКС}} = 2I_{\text{ОТХ.ЛЭП}} = 198 \text{ А.}$$

10.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема приведена на рисунке 17.

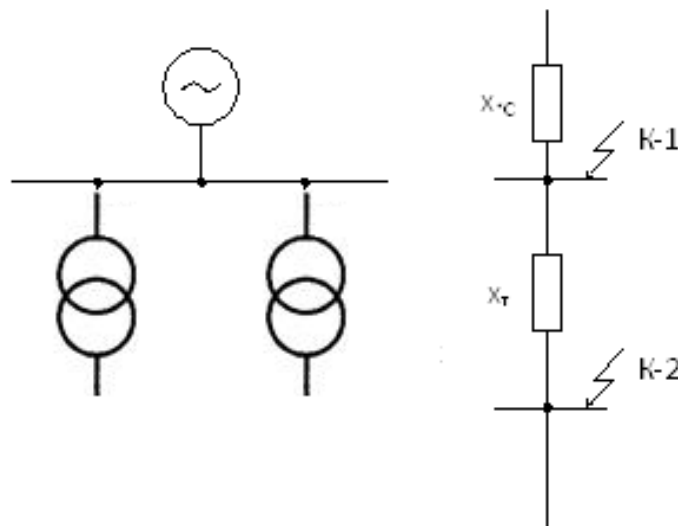


Рисунок 17 – Расчетная схема

Расчетная схема замещения при КЗ в точке К1 приведена на рисунке 18.

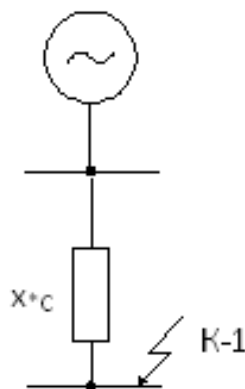


Рисунок 18 – Расчетная схема замещения

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

ЭДС эквивалентной системы $E_1=1$, ее сопротивление $x_1=x_c=0,02$.

Определим базисный ток:

$$I_{6110} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp_ct}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0} = I_{п,\tau} = \frac{I_{6110}}{x_{*C}} = \frac{0,502}{0,02} = 23,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 23,9 \cdot 1,608 = 54,4 \text{ кА,}$$

где $k_y=1,608$ – ударный коэффициент взят из [7], «Система, связанная с шиной, где рассматривается КЗ, воздушными ЛЭП напряжение 110 кВ».

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 10,5 кВ (точка К2).

Базисный ток:

$$I_{6_{10,5}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp_ct}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,54 \text{ кА.}$$

Расчетное сопротивление трансформаторов:

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,656 .$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0\text{КЗ2}} = I_{п,\tau} = \frac{I_{6_{10,5}}}{x_{*C} + x_{*BH} + x_{*HH}} = \frac{5,54}{0,02 + 0,656} = 8,2 \text{ кА.}$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 8,2 \cdot 1,82 = 21,1 \text{ кА.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10.4 Ограничение токов короткого замыкания

Анализируя полученные токи короткого замыкания видим, что применять средства для ограничения токов нет смысла. Отключающая способность выключателей с запасом превышает ударные токи КЗ.

10.5 Выбор коммутационного оборудования

После расчета токов КЗ выберем выключатели и разъединители на стороне 110 кВ. Для унификации конструкции ОРУ-110 все высоковольтное оборудование будем выбирать одинаковыми.

Выключатели выберем по следующим характеристикам:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ;$$

- по длительному току

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}} ;$$

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-110.

Выключатели проверяются по:

- отключению периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отк.ном}} ,$$

где $I_{\text{отк.ном}}$ – номинальный ток отключения, кА. отключению аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}} ,$$

где $i_{\text{ат}}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ,

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} e^{-\frac{\tau}{T_a}} ,$$

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов,

$$\tau = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в}} ,$$

$t_{\text{з.мин}}=0,01$ с – минимальное значение времени срабатывания релейной защиты;

$t_{\text{с.в.}}$ – собственное время отключение выключателя, $t_{\text{с.в.}}=0,035$ с;

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ
Согласно [7] для шин, связанных с системой воздушными ЛЭП напряжением 110 кВ, $T_a=0,02$ с;

$i_{a.ном}$ – нормируемое содержание апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ , гарантируемое заводом изготовителем,

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_H I_{отк.ном}}{100},$$

β_H – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %. Согласно [8] $\beta_H=40\%$.

$$i_{атВН} = \sqrt{2}I_{п0}e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 23,9 \cdot e^{-\frac{0,01+0,035}{0,02}} = 3,6 \text{ кА};$$

$$i_{a.номВН} = \frac{\sqrt{2}\beta_H I_{отк.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}.$$

- электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{дин},$$

где $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости.

- термической стойкости:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где B_K – тепловой импульс по расчету,

$$B_K = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$t_{отк} = t_{рз.мах} + t_B = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с}.$$

$t_{рз.мах} = 1$ с – максимальное время действия релейной защиты;

t_B – полное время отключения выключателя, $t_B = 0,055$ с.

$I_{тер}$ – ток термической стойкости, $I_{тер} = 40$ кА;

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости, $t_{тер} = 3$ с.

Таким образом,

$$B_{к.ВН} = I_{п0}^2 (t_{отк} + T_a) = 23,9^2 \cdot (1,055 + 0,02) = 614 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результаты проверки сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – Проверка выключателей ВЭБ-110

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.ВЫКЛ}} \geq U_{\text{НОМ.ВН}}$
$I_{\text{НОМ}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=202,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{отк.НОМ}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=23,9 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.НОМ}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{а.НОМ}}=22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=3,6 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
$i_{\text{дин.}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{y}}=54,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{y}}$
$B_{\text{к.НОМ}}=7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=614 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}$

Разъединители выберем по тем же характеристикам.

Для стороны ВН ОРУ выбираем разъединители РГП СЭЩ – 110/1250 УХЛ1.

Проверим устанавливаемые разъединители на электродинамическую и термическую стойкости. Все необходимые данные взяты из [9] Результаты проверки сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Проверка разъединителей РГП СЭЩ –110/1250 УХЛ 1

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.ВЫКЛ}} \geq U_{\text{НОМ.ВН}}$
$I_{\text{НОМ}}=1250 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=202,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{дин.}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{y}}=54,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{y}}$
$B_{\text{к.НОМ}}=31,5^2 \cdot 3=2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=614 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}$

Выбор типа комплектного распределительного устройства

Распределительное устройство на напряжение 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ серии КУ-10 для внутренней установки. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа. Проверка разъединителей КРУ не производится

КРУ серии КУ-10 комплектуются вакуумными выключателями ВР2.

Собственное время отключения выключателя ВР2 $t_{\text{с.в.}}=0,035 \text{ с}$.

$$i_{\text{атВН}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} = \sqrt{2} \cdot 21,1 \cdot e^{-\frac{0,01+0,035}{0,05}} = 12,7 \text{ кА};$$

$$i_{\text{а.НОМВН}} = \frac{\sqrt{2} \beta_{\text{н}} I_{\text{отк.НОМ}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31,5}{100} = 17,8 \text{ кА};$$

Термическая стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где B_k – тепловой импульс по расчету,

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$t_{отк} = t_{рз.макс} + t_b = 1 + 0,07 = 1,07 \text{ с.}$$

$t_{рз.макс} = 1$ с – максимальное время действия релейной защиты;

t_b – полное время отключения выключателя. Согласно [8] $t_b = 0,07$ с.

$I_{тер}$ – ток термической стойкости. Согласно [8] $I_{тер} = 31,5$ кА;

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости. Согласно [8] $t_{тер} = 3$ с.

Таким образом,

$$B_{к.ВН} = I_{п0}^2 (t_{отк} + T_a) = 21,1^2 \cdot (1,07 + 0,02) = 485,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.ВН} = I_{тер}^2 T_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 27 – Проверка выключателей силового трансформатора

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.ВН}$
$I_{ном} = 1600$ А	$I_{max} = 1231,7$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{отк.ном} = 31,5$ кА	$I_{п0} = 8,2$ кА	$I_{отк.ном} \geq I_{п0}$
$i_{а.ном} = 17,8$ кА	$i_{ат} = 12,7$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$i_{дин.} = 102$ кА	$i_y = 21,1$ кА	$i_{дин.} \geq i_y$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 485,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_k$

Таблица 28 – Проверка выключателей отходящего присоединения

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.ВН}$
$I_{ном} = 630$ А	$I_{max} = 198$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{отк.ном} = 31,5$ кА	$I_{п0} = 8,2$ кА	$I_{отк.ном} \geq I_{п0}$
$i_{а.ном} = 17,8$ кА	$i_{ат} = 12,7$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$i_{дин.} = 102$ кА	$i_y = 21,1$ кА	$i_{дин.} \geq i_y$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 485,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_k$

10.6 Выбор токоведущих частей РУ и изоляторов

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводниками АС или АСО. Согласно ПУЭ [2] шины и ошиновка по экономиче-

ской плотности тока не выбираются, поэтому выбираем сечение по допустимому току.

Сечение провода для токоведущих частей, соединяющих линии и трансформаторы со сборными шинами выбираем исходя из максимального тока, протекающего через рассматриваемые присоединения. Ранее было установлено, что $I_{\max}=117,6$ А. Исходя из этого, в качестве ошиновки выбираем провод АС-70/11 с допустимым длительным током $I_{\text{доп.}}=265$ А [5].

Сечение сборных шин выбираем исходя из тока, протекающего через них в наиболее тяжелом режиме. Ранее было установлено, что в наиболее тяжелом режиме $I_{\max}=117,6$ А. Исходя из этого, принимаем решение об выполнении сборных шин проводами АС-70/11 с допустимым длительным током $I_{\text{доп.}}=265$ А.

На ОРУ-110 гибкие шины закреплены на опорах при помощи линейных подвесных изоляторов. Для установки выбраны полимерные изоляторы типа ЛК-70/110 (ЗАО «Энергия-21», г. Южноуральск). Данные изоляторы, по сравнению с традиционными, имеют массу меньше в 8-12 раз, более высокие разрядные характеристики и стойкость к загрязнению, устойчивость к ударам и резким сменам температуры, не подвергаются старению длительное время (25-30 лет).

10.7 Выбор средств измерения

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов (КИП). В зависимости от особенностей режима работы количество КИП может быть различным. В таблице 29 приведен рекомендуемый перечень измерительных приборов, которые необходимо установить на рассматриваемой подстанции.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

Таблица 29 – Перечень КИП

Цепь	Место установки	Перечень приборов
Понижительный двухобмоточный трансформатор	ВН	-
	НН	Амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии
Сборные шины 10 кВ	На каждой секции	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений
Секционный выключатель	-	Амперметр
ЛЭП	-	Амперметр, ваттметр, варметр, ФИП.
ТСН	ВН	—
	НН	Амперметр, расчетный счетчик активной энергии

В настоящее время вместо измерительных приборов применяется один прибор счетчик «ЕвроАльфа», который предназначен для учета активной и реактивной мощности и энергии, измерения частоты, коэффициента мощности, фазных углов.

Вместо фиксирующего прибора (ФИП), необходимого для определения места повреждения, будем использовать более современный прибор – ИМФ-3Р – индикатор микропроцессорный фиксирующий. Он предназначен для непосредственного определения расстояния до места КЗ, с фиксацией действующих значений токов КЗ, токов прямой, обратной и нулевой последовательностей, напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей. ИМФ-3Р включает в себя осциллограф, который фиксирует осциллограммы входных токов и напряжений аварийного процесса.

10.8 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

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

– по номинальному току: $I_{max\ раб.} \leq I_{1ном}$,

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости: $i_y \leq i_{дин}$;
- по термической стойкости: $B_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер}$;
- по вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2ном}$,

где Z_2 – вторичная нагрузка ТТ;

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

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы выполнялось: $Z_2 \leq Z_{2ном}$.

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

Используем встроенные трансформаторы тока типа ТВ-110. Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнение параметров ТТ

Расчетные данные	ТВ-110
ПС5-ПС7	
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 117,5$ А	$I_{ном} = 150$ А
ПС3-ПС7	
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 202,5$ А	$I_{ном} = 300$ А
Силовой трансформатор	
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 117,6$ А	$I_{ном} = 150$ А

Встроенные трансформаторы тока серии ТВ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частотой 50 и 60 Гц. Трансформаторы тока встраиваются в масляные или элегазовые выключатели или силовые трансформаторы на напряжение от 10 до 220 кВ.

Выбор трансформатора тока на стороне НН подстанции

К установке принимаем трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ-СЭЦ-10. Выполним проверку трансформаторов тока по рабочим и аварийным токам. Результаты приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Параметры трансформатора тока ввода

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1231,7 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1500 \text{ А}$
$i_y = 21,1 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 485,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$

Проверим трансформатор тока ввода по вторичной нагрузке для цепей измерения, используя схему подключения (рис.19).

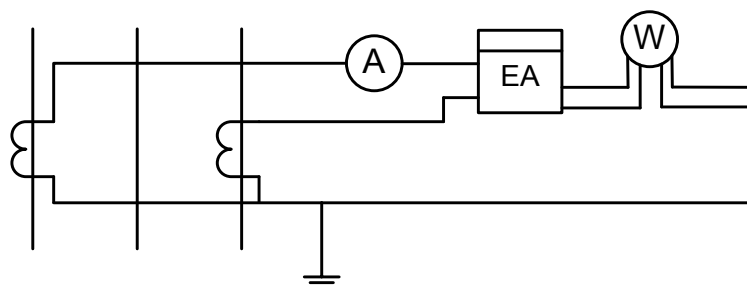


Рисунок 19 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ ввода

Таблица 32 – Вторичная нагрузка ТТ ввода

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	DIGITOP AM-3M	0,5	-	-
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	EA2	2	-	2
Ваттметр	ROBITON PM-1	0,5	-	0,5
Итого		3	-	2,5

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

ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР

Лист

66

Наиболее загружен трансформатор тока в фазе А. Проверим его на допустимую вторичную нагрузку.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Так как в цепь включены три прибора, то сопротивление контактов:

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 0,4 - 0,05 - 0,12 = 0,23 \text{ Ом.}$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0283$. Ориентировочная длина кабеля в ячейке КРУ 10 кВ $l = 6$ м. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е. $l = 6 - 0,15 \cdot 6 = 5,1$ м. Трансформаторы тока включены в неполную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5,1 = 8,83$ м. Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,83}{0,23} = 1,08 \text{ мм}^2.$$

По условию допустимой прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Рассмотрим цепи отходящей линии 10 кВ.

Таблица 33 – Параметры трансформатора тока отходящего присоединения

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 198 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{y}} = 21,1 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 485,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$

Перечень необходимых измерительных приборов в цепи отходящей линии 10кВ выбираем по ПУЭ, схема включения приборов показана на рис.20.

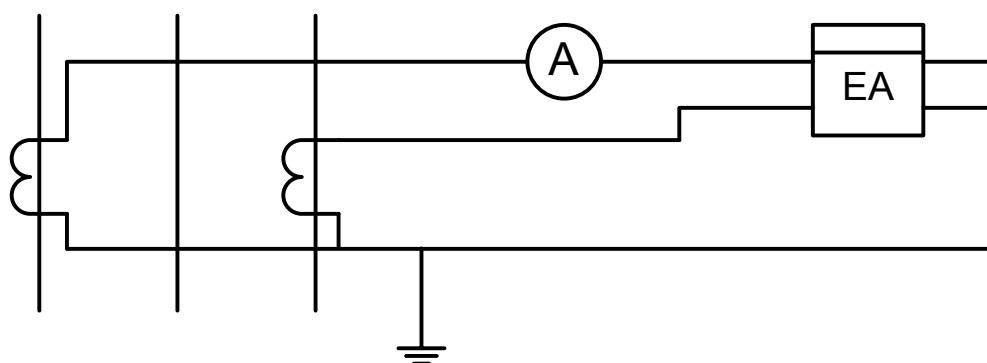


Рисунок 20 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ отходящего присоединения

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определим нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	DIGITOP АМ-3М	0,5	-	-
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	ЕА2	2	-	2
Итого		2,5	-	2

Наиболее загружен трансформатор тока в фазе А. Проверим его на допустимую вторичную нагрузку.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом.}$$

Так как в цепь включены два прибора, то сопротивление контактов:

$$r_k = 0,05 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_k - r_{\text{приб}} = 0,4 - 0,05 - 0,1 = 0,25 \text{ Ом.}$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0283$. Ориентировочная длина кабеля в ячейке КРУ 10 кВ $l = 6$ м. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е. $l = 6 - 0,15 \cdot 6 = 5,1$ м. Трансформаторы тока включены в неполную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5,1 = 8,83$ м. Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,83}{0,25} = 0,99 \text{ мм}^2.$$

По условию допустимой прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 .

10.9 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности и по вторичной нагрузке. Сечения проводов в цепях трансформаторов напряжения определяются по допустимой потере напряжения.

На входе высокого напряжения выбираем НАМИ-110-УХЛ1 [14]. На стороне 110 кВ производится лишь измерение напряжения, следовательно, проверка ТН на допустимую нагрузку не требуется.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Выбор трансформатора напряжения секции шин 10 кВ

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции шин. Выбранные ранее шкафы КРУ комплектуются трансформаторами напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-10 [8]. Перечень приборов, подключаемых к ТН, приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Нагрузка ЗНОЛ-СЭЩ-10

Прибор	Тип	S, ВА	Число приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	DIGITOP BM-3	4	1	4
Ваттметр	ROBITON PM-1	2,5	5	12,5
Варметр	ЦЛ2133	2,5	4	10
Счётчик активной/реактивной энергии	ЕвроАльфа	7,5	1	7,5
Итого				34

Номинальная мощность вторичных обмоток в классе точности 0,2 составляет 30 ВА. Таким образом, три трансформатора напряжения составят мощность, равную 90 ВА. Следовательно, выбранный ТН проходит проверку по вторичной нагрузке.

10.10 Выбор схемы питания собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; компрессорные установки; освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения. Наиболее ответственные потребители - оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Мощность потребителей соб-

ственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

На всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН).

Определим количество ячеек КРУ 10 кВ.

Таблица 36 – Количество ячеек КРУ

Назначение	Количество
Вводы 1-2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-2 секции	2
Отходящие присоединения	10
Итого	18

Определим суммарную активную нагрузку.

Таблица 37 – Суммарная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов	2	2	4
Подогрев выключателей	1,8	7	12,6
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	18	18
Потребление ОПУ	60	1	60
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	75	1	75
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
	Итого		234,6

Определим полную мощность нагрузки СН по формуле:

$$S_{\text{СН}} = k_{\text{С}} \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi},$$

где $k_{\text{С}} = 0,8$ – коэффициент спроса;

P_{Σ} – суммарная активная нагрузка, кВт;

$$S_{\text{CH}} = 0,8 \cdot \frac{234,6}{0,9} = 207,6 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТСН фирмы-изготовителя ОАО «Электрозавод» г. Москва ТМГ-250/10-У1 [11].

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6-35 кВ (в данном случае 10 кВ).

Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально разомкнут. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями.

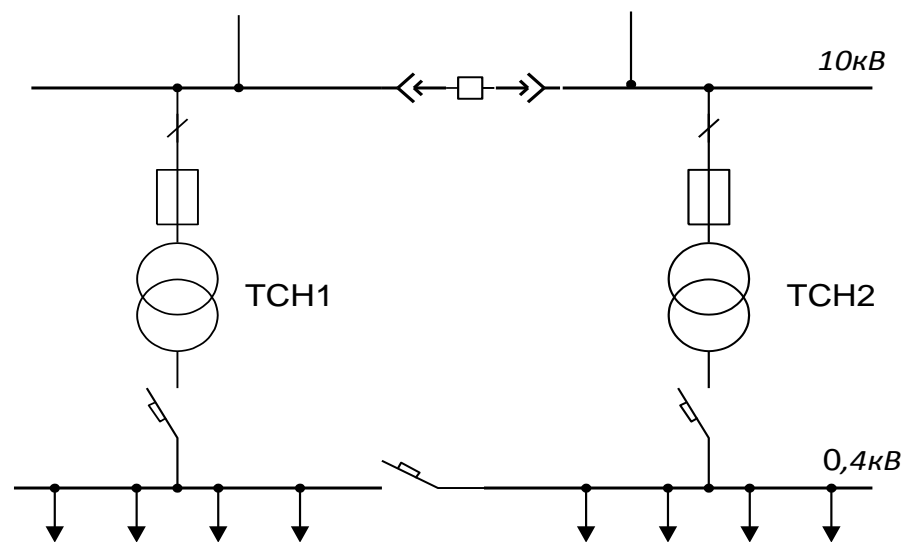


Рисунок 21 – Схема питания собственных нужд подстанции

10.11 Выбор аккумуляторной батареи

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

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

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

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

Расчет аккумуляторной батареи:

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

$$n_o = \frac{U_{ш}^{max}}{U_{пз}} = \frac{230}{2,23} = 103 \text{ элемента,}$$

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

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

- В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе $U_9^{max} = 2,35$ В к шинам присоединяется минимальное число элементов n_{min} :

$$n_{min} = \frac{U_{ш}}{U_9} = \frac{230}{2,35} = 98 \text{ элементов.}$$

- В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе $U_9^{min} = 1,75$ В, а на шинах батареи не ниже номинального ($U_{ш}^{min} = 220$ В) к шинам подключается общее число элементов n :

$$n = \frac{220}{1,75} = 125 \text{ элементов,}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

- К тиристорному зарядноподзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{зп} = n - n_{\min} \text{ ЭЛЕМЕНТОВ}$$

$$n_{зп} = 27 \text{ ЭЛЕМЕНТОВ}$$

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

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

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав},$$

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

значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 110...500 кВ – 15...25 А;

временную нагрузку для подстанций 110...500 кВ можно принять равной 65...75А.

$$I_{ав} = 15 + 65 = 80 \text{ А}$$

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot 80 = 84 \text{ А}$$

По таблице характеристики элементов VARTA bloc (таблица 5, [3]) выбираем тип аккумуляторной батареи:

$$Vb 2305 : I_{разр} = 222,5 \text{ А.}$$

Условное обозначение аккумуляторов серии VARTA bloc:

Vb - стационарные, намазные закрытого исполнения;

2 - Напряжение, В;

3 - Тип положительных электродов 3 = 50 Ач;

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

05 - Число положительных электродов.

- Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{\text{разр}(30'')} \geq I_{\text{т.мах}}$$

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

$I_{\text{т.мах}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}}$ – максимальный толчковый ток;

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

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

$$I_{\text{т.мах}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}} = 80 + 2 \cdot 2,3 = 84,6 \text{ А.}$$

Для батареи типа Vb 2305 : $I_{\text{разр}(30'')} = 650$ А.

Т.е. условие $I_{\text{разр}(30'')} \geq I_{\text{т.мах}}$ выполняется, значит батарея данного типа подходит для установки на подстанции.

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

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{\text{р}(k=1)} = \frac{I_{\text{т.мах}}}{k},$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин = 5.

$$\text{Т.е. } I_{\text{р}(k=1)} = \frac{I_{\text{т.мах}}}{k} = 84,6 / 5 = 16,92 \text{ А.}$$

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

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

По известной величине U_p , определяют остаточное напряжение на шинах:

$$U_{ост} = U_p \cdot n, \text{ В,}$$

$$U_{ост} = 1,8 \cdot 125 = 225 \text{ В.}$$

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

$$\frac{U_{ном} - U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{220 - 225}{220} \cdot 100 = -2,2\%$$

- Определение мощности подзарядного устройства:

1. Ток подзарядного устройства:

$I_{пз} = 0,025 \cdot k + I_n$ - для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч;

$$I_{пз} = 0,025 \cdot 5 + 15 = 15,125 \text{ А;}$$

2. Напряжение подзарядного устройства:

$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0$ для аккумуляторов типа Varta;

$$U_{пз} = 2,23 \cdot 103 = 229,69 \text{ В;}$$

3. Мощность подзарядного устройства:

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз},$$

$$P_{пз} = 229,69 \cdot 15,125 = 3474 \text{ Вт} = 3,47 \text{ кВт.}$$

4. Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$I_3 = 5 \cdot k + I_n$ для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч;

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

5. Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В};$$

6. Мощность подзарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3,$$

$$P_3 = 40 \cdot 343,75 = 13750 \text{ Вт} = 13,75 \text{ кВт.}$$

Выбираем подзарядное устройство ВАЗП-380/260-40/80 на ток 40-80 А.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						77
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

11.1 Элегазовые выключатели на напряжение 110-220 кВ

Элегазовый выключатель - это разновидность высоковольтного выключателя, коммутационный аппарат, использующий элегаз в качестве среды гашения электрической дуги; предназначенный для оперативных подключений и отключений индивидуальных цепей или электрооборудования в энергосистеме.

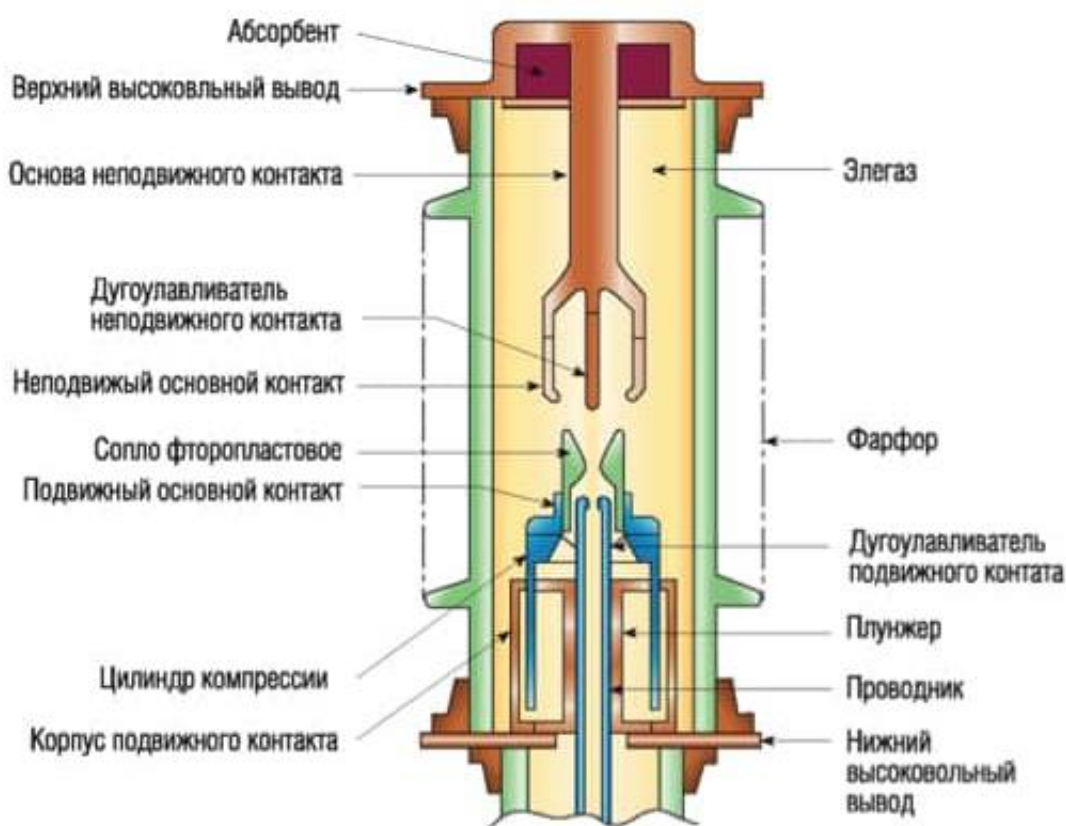


Рисунок 22 – Схема элегазового выключателя

Элегазовые выключатели начали усиленно разрабатываться с 1980 г. и имеют большие перспективы при напряжениях 110...1150 кВ и токах отключения до 80 кА. В технически развитых странах элегазовые выключатели высокого и сверхвысокого напряжения (110-1150 кВ) практически вытеснили все другие типы аппаратов.

Элегазовые выключатели высокого напряжения выполняют работу за счет изоляции фаз друг от друга посредством элегаза. Когда срабатывает уведомление о том, что нужно отключить электрооборудование, контакты некоторых камер (если аппарат колонковый) размыкаются. Таким способом, встроенные контакты образуют дугу, которая помещена в газовую среду. Она разлагает газ на разные компоненты, но при этом и сама уменьшается из-за высокого давления в емкости.

В процессе использования элегазового выключателя выполняются циклы подключения и отключения коммутационного аппарата. При различных действиях с выключателем в режимных целях, в большинстве случаев, ток отключения располагается в границах обозначенных значений. Количество потенциально возможных операций зависит от тока отключения устанавливает изготовитель. Для того, найти суммарное число операций отключения, существенно нужно пользоваться особой диаграммой взаимосвязи, которую можно найти в паспорте выключателя. Чем больше ток, тем меньшее количество возможных циклов включения/отключения элегазового выключателя.

Достоинства элегазовых выключателей:

- возможность установки в электроустановках как закрытого, так и открытого выполнения буквально всех классов напряжения;
- отмечается простота и надежность конструкции в эксплуатации;
- высокая интенсивность скорости срабатывания;
- низкие динамические нагрузки на фундаментные опоры;
- неплохая отключающая способность;
- небольшие габаритные пропорции и сумма веса;
- наличие в приводе автоматического управления двух ступеней обогрева;
- большой коммутационный ресурс контактной системы.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Недостатки элегазовых выключателей:

- требуется более внимательное отношение к использованию и учету элегаза;
- высокие необходимые условия к качеству элегаза;
- необходимость специально подготовленных устройств для заполнения, перекачки и фильтрации элегаза;
- относительно высокая стоимость элегаза;
- сложность и накладность изготовления - при производственном изготовлении неизбежно нужно соблюдать высокоё качество аппарата;
- дороговизна конструкции и второстепенных элементов;
- при выводе из строя выключателя в режиме ЧП, починка данного аппарата может быть не актуальной.

Таким образом, выключатель, использующий элегаз в качестве среды гашения электронной дуги, очень распространен на ОРУ и ЗРУ, без них не обходится почти ни одна подстанции в мире. Их надежность и высокие технические характеристики дают понять, почему они так популярны в энергосистеме. В целом это оптимальный коммутационный аппарат в ценовой категории, и надежности по сравнению с воздушными, масляными и маломасляными высоковольтными выключателями.

11.2 Вакуумные выключатели на напряжения 6-35 кВ

Ранее в качестве коммутационного оборудования для ячеек КРУ были использованы вакуумные выключатели. Рассмотрим их преимущества по сравнению с другими типами высоковольтных выключателей.

К самым главным достоинствам вакуумных выключателей перед другими типами агрегатов для среднего класса напряжения 6-10 кВ можно отнести следующие преимущества:

- Высокая надежность вакуумных выключателей

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

Надежность оборудования можно оценить по следующим критериям: частота отказов, время восстановления, частота и длительность капитального и текущего ремонтов. Если сравнивать вакуумные и другие виды выключателей, то при одинаковой частоте отказов и времени восстановления послеаварийной ситуации, другие выключатели проигрывают по частоте и длительности ремонта. Например, для маломасляного выключателя ВК-10, масло необходимо заменить после 10 операций отключения тока 20 кВ. После совершения выключателем 2000 циклов операций включения и отключения, необходимо проводить техническое обслуживание привода. После 3000 циклов включения-отключения необходимо проводить капитальный ремонт. А средний ремонт выключателя должен производиться не реже одного раза в 4 года.

- Вакуумные выключатели почти не требуют обслуживания

Осмотр и проверки вакуумных выключателей следует проводить один раз в 3-5 лет. Во время этих проверок нужно провести высоковольтные испытания вакуумной дугогасительной камеры и изоляции выключателя, а также проверить переходное сопротивление контактов, для чего не нужно докупать специализированное оборудование, как для других типов выключателей.

- Экономия при эксплуатации вакуумных выключателей

Этот пункт напрямую вытекает из предыдущего: чтобы проверить вакуумный выключатель, не нужно масляного и компрессорного хозяйства, соответственно не нужно тратить деньги на их содержание, как в случае с другими типами выключателей. Также вакуумная камера, в которой гасится электрическая дуга не требует никакого пополнения внутренней среды, как в случае масляного или элегазового выключателя. Также вакуумные выключатели отличаются высокой коммутационной износостойкостью, благодаря чему можно сократить расходы на его обслуживание. За счет этого сокращаются и перерывы в электроснабжении из-за редко проводимых регламентных работ.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

- Высокий коммутационный и механический ресурс вакуумных выключателей

Число отключений номинальных токов, допускаемое без ревизий и ремонта вакуумной камеры выключателя, достигает 50 тысяч, а номинальных токов отключения (токов короткого замыкания) – от 20 до 200 в зависимости от типа вакуумной камеры и тока. В то время как при эксплуатации маломасляных выключателей необходимо производить ревизию после 1000-2000 отключений номинального тока или 3-12 отключений номинального тока отключения.

У вакуумных выключателей такой высокий механический ресурс достигается за счет того, что ход контактов вакуумной камеры составляет от 6 до 10 мм на напряжения 6-10 кВ. Для масляных и электромагнитных выключателей на эти же напряжения ход контактов достигает 100-200 мм, соответственно применяется более сложная конструкция привода.

Сложная конструкция других выключателей требует более высоких затрат на операции включения-выключения выключателя, а это приводит к тому, что требуется постоянный уход и проверки состояния деталей привода.

Высокий коммутационный и механический ресурс позволяют применять вакуумные выключатели в схемах с частыми коммутационными: для трансформаторов сталеплавильных печей; для коммутаций насосов, компрессоров и т.д.

- Безопасность эксплуатации и экологичность вакуумных выключателей

Вакуумные выключатели характеризуются малой энергией привода, небольшими динамическими нагрузками и отсутствием выбросов газа и масла. Масса и габариты вакуумных выключателей ниже массы и габаритов других выключателей при одинаковых номинальных параметрах тока и напряжения (за исключением элегазовых). Благодаря этому достигается бесшумная работа и исключается загрязнение окружающей среды.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

Вакуумные выключатели могут работать в агрессивных средах, так как вакуумная камера за счет своего наполнения вакуумом является пожаро- и взрывобезопасным агрегатом.

Благодаря этим преимуществам вакуумные выключатели все шире применяются как при строительстве новых комплектных распределительных устройств, так и для замены морально и физически устаревших масляных выключателей при реконструкции комплектных распределительных устройств, находящихся в эксплуатации.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>83</i>

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе выполнен анализ существующей электрической сети 110 кВ. По результатам анализа принято решение о реконструкции ВЛЭП между подстанциями «4»–«42» в сети 35 кВ, а также замене трансформаторов на подстанции «4» на более мощные. Исходя из заданных нагрузок, было принято решение о замене повышающих трансформаторов на электростанции «ЭС-1». Для новых подстанций была определена мощность силовых трансформаторов, для электростанции «ЭС-2» была выбрана схема и блочные трансформаторы.

С целью подключения новых подстанций и электростанции были рассмотрены 6 разных конфигураций сети, определены для каждого варианта потери активной мощности, достоинства и недостатки. Для дальнейшего анализа были выбраны две наиболее оптимальные схемы, для которых были составлены таблицы для определения токов и напряжений во всех послеаварийных режимах. Выбор конечного вида электрической сети был основан на сопоставлении капитальных затрат. Выбранный вариант был рассмотрен в максимальном, минимальном и послеаварийном режиме.

Разработана подстанция «№7», для нее выбрана со стороны ВН – схема «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», на стороне 10 кВ – «Одна секционированная система сборных шин». Выбраны к установке два понижающих трансформатора ТДН-16000/110/10. Рассчитаны токи короткого замыкания и выбрана коммутационная аппаратура. К установке приняты выключатели ВЭБ-110-40 на стороне 110 кВ и ВР-2-10-31,5 на стороне 10 кВ.

В завершении работы рассмотрен вопрос о преимуществах применения элегазовых и вакуумных выключателей перед остальными видами выключателей.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Энергия, 2002. – 288 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
4. Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – https://www.studmed.ru/view/rukovodstvo-po-ekspluatacii-veb-110-novyuy-2009_aad9370bdfc.html.
5. Разъединитель типа РГП-СЭЩ-110. – <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/rgp110er.pdf>.
6. Комплектное распределительное устройство КУ-10. – http://tekhar.com/Production/Complete_units/Vacuum/index_KU-10.html.
7. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2001 - 2004 г.г.
8. Трансформатор тока ТВ-110. – <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TT-110kV-i-vyshe/TV-110.html>
9. Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. – <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/>.
10. Трансформатор напряжения НАМИ-110. – <https://voltten.com/nami-110-transformator-napryazheniya-izmeritelnyj-maslyanyj-antirezonsnyj/>.
11. Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10. – https://www.electroshield.ru/upload/iblock/d58/ti_znol135.005_electroshield.ru.pdf.
12. Стандарт предприятия. Курсовые и дипломные проекты. Общие требования к оформлению, – Челябинск: ЮУрГУ, 2008.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.094 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85