

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования

«Южно-Уральский государственный университет»

(национальный исследовательский университет)

Политехнический институт

Факультет «Энергетический»

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Работа проверена

Рецензент, \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедры, д.т.н.,

профессор

\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019г.

Развитие районной электрической сети 110 кВ с присоединением подстанции  
110/10 кВ «Солнечная»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02.2019.236 ВКР

Руководитель, к.т.н., доцент  
кафедры ЭССиСЭ

\_\_\_\_\_/К.Е. Горшков

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019г.

Автор

студент группы П-471

\_\_\_\_\_/А.В. Шеломенцев

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019г.

Нормоконтролер, к.т.н., доцент  
кафедры ЭССиСЭ

\_\_\_\_\_/К.Е. Горшков

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(национальный исследовательский университет)

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

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

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Шеломенцева Андрея Викторовича

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы

Развитие районной электрической сети 110 кВ с присоединением подстанции 110/10 кВ «Солнечная».

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

2. Срок сдачи студентом законченной работы 11.06.2019 г.

3. Исходные данные к работе

Схема исходной сети, таблица с длинами линий, таблица с нагрузкой в узлах, таблица с генерацией в узле ЭС-2, таблица с напряжением в БУ.

---

---

---

---





7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_

(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ существующей сети	1.02.2019-14.02.2019	
Разработка вариантов развития сети	15.02.2019-1.03.2019	
Расчет режимов сети	2.03.2019-16.03.2019	
Выбор оборудования на подстанции	17.03.2019-9.04.2019	
Специальный вопрос	10.04.2019-24.04.2019	
Оформление пояснительной записки	25.04.2019-14.05.2019	
Разработка чертежей	15.02.2019-30.05.2019	

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / К.Е. Горшков /

Студент \_\_\_\_\_ /А.В. Шеломенцев/

## АННОТАЦИЯ

А.В. Шеломенцев. Развитие районной электрической сети 110 кВ с присоединением подстанции 110/10 «Солнечная»– Челябинск: ЮУрГУ (НИУ), П-471, 2019 г, 71 с., 15 ил., 17 табл., библиогр. список - 9 наим., 3 прил.

В выпускной квалификационной работе были посчитаны балансы мощностей, выбраны трансформаторы на подстанции, разработаны варианты развития сети.

По результатам расчета режимов в программе NetWorks, а также сравнение приведенных затрат по укрупненным показателям, был определен наиболее перспективный вариант развития исходной электрической сети.

Была разработана новая подстанция 110/10 кВ. Так же посчитаны токи короткого замыкания и выбрана аппаратура к подстанции и выбраны опоры для ВЛ 110 кВ.

Были рассмотрены реклоузеры, их принцип работы, основные особенности, функции и классификация.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Развитие районной электрической сети 110 кВ с присоединением подстанции 110/10 «Солнечная»</i>	Лит.	Лист	Листов
Выполнил	Шеломенцев А.В.					6	71	
Провер.	Горшков К.Е.							
Н. Контр.	Горшков К.Е.							
Утверд.								
ЮУрГУ						Кафедра ЭССиСЭ		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ .....	11
1.1. Схема исходной сети .....	11
1.2. Действующее оборудование и его параметры .....	12
1.3. Параметры основного электрооборудования.....	13
1.4. Оценка баланса активной и реактивной мощностей.....	16
1.5. Проверка состояния действующего оборудования сети.....	20
1.5.1. Проверка загрузки трансформаторов ЭС-1 .....	20
1.5.2. Проверка загрузки ВЛ 35 кВ в максимальном режиме.....	21
1.5.3 Проверка 2хТМТН-6300/110.....	23
2 РАЗВИТИЕ СЕТИ 110 КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ .....	25
2.1. Оценка баланса активных мощностей с учётом ввода новых объектов ...	25
2.2. Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ для ЭС-II.....	26
2.3. Выбор новых трансформаторов и замена старых.....	27
2.3.1 Выбор новых трансформаторов.....	27
2.3.2 Замена старых трансформаторов.....	28
2.4. Выбор конфигурации сети 110 кВ и сечения новых ВЛ.....	28
2.5. Выберем сечение проводов ВЛ для намеченных вариантов подключения	31
2.6. Выбор варианта развития сети по укрупнённым технико-экономическим показателям.....	33
3 РАСЧЁТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 110/35 КВ.....	39
3.1. Расчёт режима максимальных нагрузок .....	39
3.2. Расчёт режима минимальных нагрузок .....	39
3.3. Расчёт послеаварийного режима .....	40
4 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ «СОЛНЕЧНАЯ» .....	47
4.1. Выбор схем распределительных устройств .....	47
4.2. Расчет токов короткого замыкания .....	48
4.3. Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, изоляторов, средств контроля измерений.....	51
4.3.1 Выбор выключателей и разъединителей на РУ ВН.....	51
4.3.2 Выбор выключателей на стороне НН .....	52

					П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

4.3.3	Выбор контрольно-измерительных приборы.....	53
4.3.4	Выбор трансформаторов тока на стороне НН.....	55
4.3.5	Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН.....	56
4.3.6	Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН.....	57
4.3.7	Выбор токоведущих частей.....	57
4.3.8	Выбор изоляторов .....	58
4.4.	Разработка схемы питания собственных нужд.....	58
4.4.1	Определение мощностей потребителей собственных нужд.....	58
4.4.2	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	59
4.4.3	Выбор схемы питания потребителей собственных нужд .....	59
4.5.	Выбор опор для ВЛ 110 кВ .....	60
5	ПРИМЕНЕНИЕ РЕКЛОУЗЕРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....	62
5.1	Определение и принцип работы реклоузера.....	62
5.2	Основные особенности реклоузеров.....	62
5.3.	Основные функции реклоузеров .....	63
5.4.	Классификация реклоузеров.....	66
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	67
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	68
	ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	69
	ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	70
	ПРИЛОЖЕНИЕ С .....	71



## ВВЕДЕНИЕ

Из всех отраслей хозяйственной деятельности человека энергетика оказывает самое большое влияние на нашу жизнь. Энергетика - это та отрасль производства, которая развивается невиданно быстрыми темпами.

Целью энергетической политики России, представленной в Энергетической стратегии России на период до 2030 года, является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

Современное состояние электроэнергетики характеризуется рядом проблем системного характера: высоким уровнем физического и морального износа оборудования, низкой эффективностью использования топлива, неравномерностью роста энергопотребления по территории страны, которая ведет к недостатку активной мощности генерации и сетей электропередачи в ряде районов пиковых нагрузок.

Основными потребителями электроэнергии являются промышленность, транспорт, сельское хозяйство городов и поселков, причем на промышленность приходится большая часть потребления электроэнергии, которая должна расходоваться рационально и экономно на каждом предприятии, участке и установке. Электроснабжение промышленных предприятий должно основываться на использовании современного конкурентоспособного электротехнического оборудования.

В данной выпускной квалификационной работе решаются следующие задачи:

- анализ исходной схемы электрической сети, проверка режимов ее работы, выявление возможных проблем, поиск решения для устранения выявленных проблем;
- разработка перспективного варианта развития исходной сети с подключением новых потребителей и генерируемых мощностей;
- разработка подстанции 110/10 кВ для нового потребителя;

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

- рассмотреть применение реклоузеров в электрических сетях.

Их выполнение позволит обеспечить электроснабжение потребителей в соответствии со всеми современными требованиями.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

# 1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ

## 1.1. Схема исходной сети

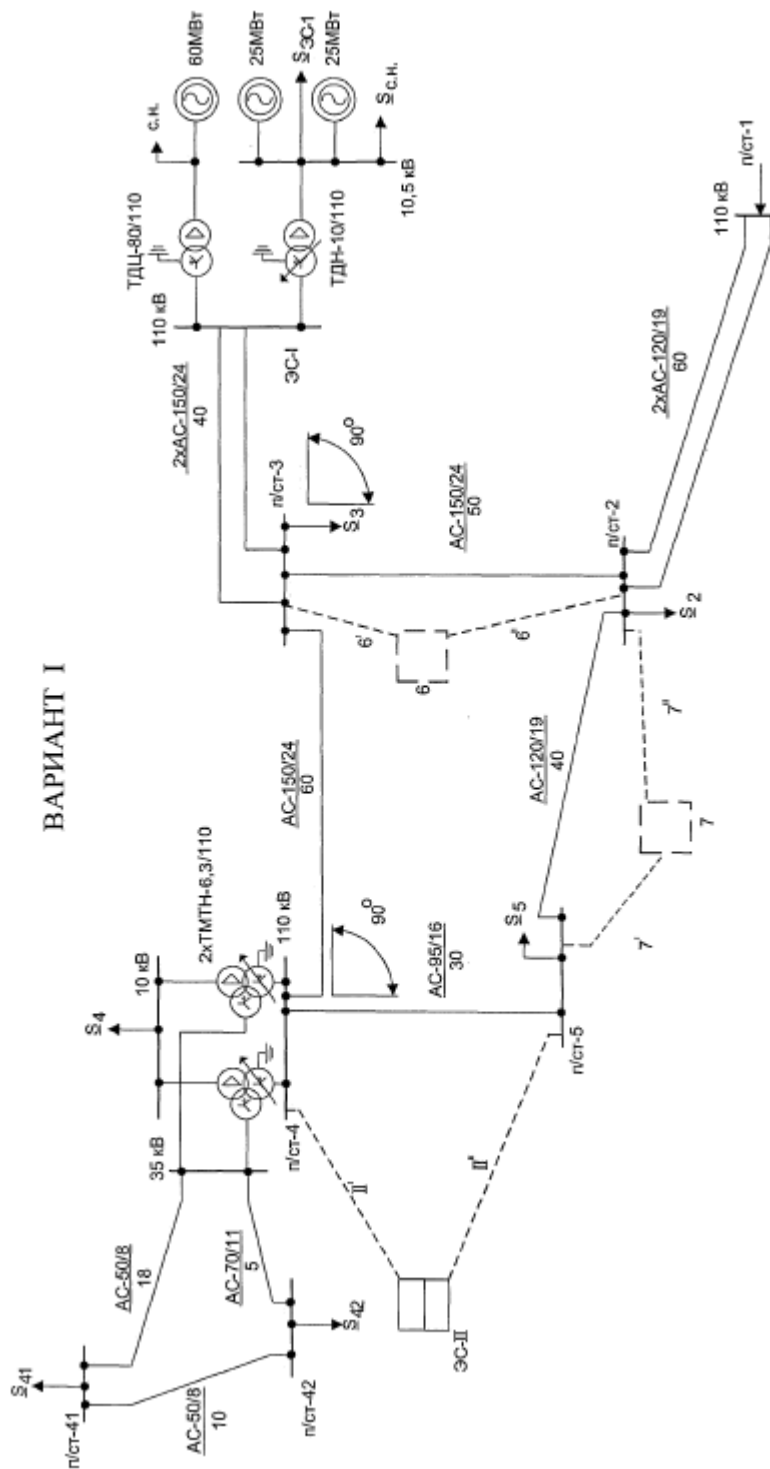


Рисунок 1 – Схема исходной сети

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## 1.2. Действующее оборудование и его параметры

Таблица 1 – Действующие подстанции [3]

Номер п/ст	Нагрузка, МВА			Силовые трансформаторы
	ВН	СН	НН	
п/ст 1	-	-	-	-
п/ст 2	35+j18,9	-	-	-
п/ст 3	45+j20,25	-	-	-
п/ст 4	-	-	16+j8,96	2хТМТН-6,3/110
п/ст 5	27+j12,15	-	-	-
п/ст 41	-	4+j2,16	-	-
п/ст 42	-	6+j2,52	-	-

Из таблицы №2 по варианту находим Р и Q подстанций [3].

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}(\phi), \quad (1)$$

где Р – активная мощность потребителя, МВт;

Q – реактивная мощность потребителя, МВАр;

$\operatorname{tg}(\phi)$  – тангенс угла между фазой напряжения и фазой тока.

$$Q_2 = 35 \cdot 0,54 = 18,9 \text{ МВар при } \operatorname{tg}(\phi_2) = 0,54;$$

$$Q_3 = 45 \cdot 0,45 = 20,25 \text{ МВар при } \operatorname{tg}(\phi_3) = 0,45;$$

$$Q_4 = 16 \cdot 0,56 = 8,96 \text{ МВар при } \operatorname{tg}(\phi_4) = 0,56;$$

$$Q_5 = 27 \cdot 0,45 = 12,15 \text{ МВар при } \operatorname{tg}(\phi_5) = 0,45;$$

$$Q_{41} = 4 \cdot 0,54 = 2,16 \text{ МВар при } \operatorname{tg}(\phi_{41}) = 0,54;$$

$$Q_{42} = 6 \cdot 0,42 = 2,52 \text{ МВар при } \operatorname{tg}(\phi_{42}) = 0,42.$$

Таблица 2 – Действующие электростанции [3]

Номер ЭС	Нагрузка $S_{ЭС-1}$ , МВА	$n \cdot P_{\text{ном Г}}$ , МВт	Силовые трансформаторы
ЭС-1	51+j31,62	2·60+110	ТДН-10/110 ТДЦ-80/110

Принимаем, что генераторы работают с номинальным  $\cos(\phi)=0,85$ , тогда

$$Q_{\text{ЭС-1}} = 51 \cdot 0,62 = 31,62 \text{ МВар при } \text{tg}(\phi_{\text{ЭС-1}}) = 0,62.$$

Таблица 3 – Эксплуатируемые ЛЭП [3]

ЛЭП	Марка	Число цепей	Длина, км
1-2	АС-120/19	2	60
2-3	АС-150/24	1	50
3-4	АС-150/24	1	60
4-5	АС-95/16	1	30
3-ЭС1	АС-150/24	2	40
4-41	АС-50/8	1	18
41-42	АС-50/8	1	10
4-42	АС-70/11	1	5
2-5	АС-120/19	1	40

### 1.3. Параметры основного электрооборудования

Таблица 4 – Параметры трансформаторов [6]

Марка	U <sub>НОМ</sub> , кВ			U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	I <sub>хх</sub> , %	X <sub>т</sub> , Ом	g <sub>т</sub> , См	b <sub>т</sub> , См
	ВН	СН	НН	В- С	В- Н	С- Н						
ТДЦ-80/110	121	-	10,5	-	10,5	-	310	70	0,6	19,2	4,78 · 10 <sup>-6</sup>	32,78 · 10 <sup>-6</sup>
ТДН-10/110	115	-	11	-	10,5	-	60	14	0,7	138,9	1,059 · 10 <sup>-6</sup>	5,29 · 10 <sup>-6</sup>
ТМТН-6,3/110	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2	220	1,059 · 10 <sup>-6</sup>	5,72 · 10 <sup>-6</sup>

$$x_T = \frac{U_{k\%}}{100\%} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (2)$$

где  $x_T$  – индуктивное сопротивление трансформатора, Ом;  
 $U_{k\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;  
 $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ;  
 $S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$x_{T1} = \frac{10,5\%}{100\%} \cdot \frac{121^2}{80} = 19,2 \text{ Ом};$$

$$x_{T2} = \frac{10,5\%}{100\%} \cdot \frac{115^2}{10} = 138,9 \text{ Ом};$$

$$x_{T3} = \frac{10,5\%}{100\%} \cdot \frac{115^2}{6,3} = 220 \text{ Ом}.$$

$$g_T = \frac{\Delta P_{ХХ}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{S_{НОМ}}{U_{НОМ}^2}, \quad (3)$$

где  $g_T$  – активная проводимость трансформатора, См;  
 $\Delta P_{ХХ}$  – потери на холостом ходу, кВт.

$$g_{T1} = \frac{70 \cdot 10^{-3}}{80} \cdot \frac{80}{121^2} = 4,78 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{T2} = \frac{14 \cdot 10^{-3}}{10} \cdot \frac{10}{115^2} = 1,059 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{T3} = \frac{14 \cdot 10^{-3}}{6,3} \cdot \frac{6,3}{115^2} = 1,059 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

$$b_T = \frac{I_{ХХ\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{НОМ}}{U_{НОМ}^2}, \quad (4)$$

где  $b_T$  – индуктивная проводимость трансформатора, См;  
 $I_{ХХ\%}$  – ток холостого хода, %.

$$b_{T1} = \frac{0,6\%}{100\%} \cdot \frac{80}{121^2} = 32,78 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T2} = \frac{0,7\%}{100\%} \cdot \frac{10}{115^2} = 5,29 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T3} = \frac{1,2\%}{100\%} \cdot \frac{6,3}{115^2} = 5,72 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Таблица 5 – Параметры ЛЭП [6]

ЛЭП	$r_{уд}, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$x_{уд}, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$b_{уд}, \frac{\text{См}}{\text{км}}$	$r_{л}, \text{Ом}$	$x_{л}, \text{Ом}$	$b_{л}, \text{См}$
1-2	0,488	0,854	$5,32 \cdot 10^{-6}$	29,28	51,24	$3,18 \cdot 10^{-4}$
2-3	0,204	0,42	$2,71 \cdot 10^{-6}$	10,2	21	$1,35 \cdot 10^{-4}$
3-4	0,204	0,42	$2,71 \cdot 10^{-6}$	12,24	25,5	$1,62 \cdot 10^{-4}$
4-5	0,301	0,434	$2,61 \cdot 10^{-6}$	9,03	13	$0,78 \cdot 10^{-4}$
3-ЭС1	0,408	0,84	$5,41 \cdot 10^{-6}$	16,32	33,6	$2,16 \cdot 10^{-4}$
4-41	0,595	0,439	-	10,71	7,9	-
41-42	0,595	0,439	-	5,95	4,39	-
4-42	0,422	0,432	-	2,11	2,16	-
2-5	0,244	0,427	$5,32 \cdot 10^{-6}$	9,76	17,1	$1,06 \cdot 10^{-4}$

$$r_{л} = r_{уд} \cdot L, \quad (5)$$

где  $r_{л}$  – активное сопротивление провода, Ом;

$r_{уд}$  – удельное активное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина провода, км.

$$r_{л1-2} = 2 \cdot 0,244 \cdot 60 = 29,28 \text{ Ом};$$

$$r_{л2-3} = 0,204 \cdot 50 = 10,2 \text{ Ом};$$

$$r_{л3-4} = 0,204 \cdot 60 = 12,24 \text{ Ом};$$

$$r_{л4-5} = 0,301 \cdot 30 = 9,03 \text{ Ом};$$

$$r_{л3-ЭС-1} = 2 \cdot 0,204 \cdot 40 = 16,32 \text{ Ом};$$

$$r_{л4-41} = 0,595 \cdot 18 = 10,71 \text{ Ом};$$

$$r_{л41-42} = 0,595 \cdot 10 = 5,95 \text{ Ом};$$

$$r_{л4-42} = 0,422 \cdot 5 = 2,11 \text{ Ом};$$

$$r_{л2-5} = 0,244 \cdot 40 = 9,76 \text{ Ом}.$$

$$x_{л} = x_{уд} \cdot L, \quad (6)$$

где  $x_{л}$  – индуктивное сопротивление провода, Ом;

$x_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление провода, Ом/км.

$$x_{л1-2} = 2 \cdot 0,427 \cdot 60 = 51,24 \text{ Ом};$$

$$x_{л2-3} = 0,42 \cdot 50 = 21 \text{ Ом};$$

$$x_{л3-4} = 0,42 \cdot 60 = 25,5 \text{ Ом};$$

$$x_{л4-5} = 0,434 \cdot 30 = 13 \text{ Ом};$$

$$x_{л3-ЭС-1} = 2 \cdot 0,42 \cdot 40 = 33,6 \text{ Ом};$$

$$x_{л4-41} = 0,439 \cdot 18 = 7,9 \text{ Ом};$$

$$x_{л41-42} = 0,439 \cdot 10 = 4,39 \text{ Ом};$$

$$x_{л4-42} = 0,432 \cdot 5 = 2,16 \text{ Ом};$$

$$x_{л2-5} = 0,427 \cdot 40 = 17,1 \text{ Ом}.$$

$$b_{л} = b_{уд} \cdot L, \quad (7)$$

где  $b_{л}$  – емкостная проводимость провода, См;

$b_{уд}$  – удельная емкостная проводимость провода, См/км.

$$b_{л1-2} = 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 3,18 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$b_{л2-3} = 2,707 \cdot 10^{-6} \cdot 50 = 1,35 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$b_{л3-4} = 2,707 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 1,62 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$b_{л4-5} = 2,611 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 0,78 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$b_{л3-ЭС-1} = 2 \cdot 2,707 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 2,16 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$b_{л2-5} = 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 1,06 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

#### 1.4. Оценка баланса активной и реактивной мощностей

Оценка баланса активной и реактивной мощности необходима для выявления достаточности мощностей существующих электростанций и определения

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



наличия и величины перетоков активной мощности между существующей сетью и остальной энергосистемой.

$$P_{\Sigma \text{ нагр}} - P_{\Sigma \text{ эл.станций}} = \Delta P_{\text{НБ}}, \quad (8)$$

где  $P_{\Sigma \text{ нагр}}$  – сумма активных мощностей нагрузок, МВт;

$P_{\Sigma \text{ эл.станций}}$  – сумма активных мощностей генераторов, МВт;

$\Delta P_{\text{НБ}}$  – величина небаланса активной мощности, МВт.

Формулу можно уточнить, если учесть потери и собственные нужды генераторов.

Для подстанций собственные нужды уже учтены в приведённых нагрузках.

$$P_{\Sigma \text{ нагр}} + \Delta P + P_{\text{собс.нужд}} - P_{\Sigma \text{ эл.станций}} = \Delta P_{\text{НБ}}, \quad (9)$$

где  $\Delta P$  – мощность активных потерь в электрической сети, МВт;

$P_{\text{собс.нужд}}$  – активная мощность собственных нужд, МВт.

$$P_{\Sigma \text{ нагр}} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_{41} + P_{42} + P_{\text{ЭС1}}, \quad (10)$$

где  $P_{2,3,4,5,41,42,ЭС-1}$  – активная мощность потребителей, МВт;

$$\Delta P = \Delta P_{\Sigma \text{ лэп}} + \Delta P_{\Sigma \text{ Т}}, \quad (11)$$

где  $\Delta P_{\Sigma \text{ лэп}}$  – мощность активных потерь в линиях, МВт;

$\Delta P_{\Sigma \text{ Т}}$  – мощность активных потерь в трансформаторе, МВт.

$$\Delta P_{\Sigma \text{ лэп}} = 0,03 \cdot (P_{41} + P_{42} + P_{\text{ЭС1}} + P_4) + 0,02 \cdot (P_2 + P_3 + P_5), \quad (12)$$

где 0,03 – процент активных потерь в линиях 10-35 кВ [3];

0,02 – процент активных потерь в линиях 110 кВ [3].

$$\Delta P_{\Sigma \text{ Т}} = 0,0135 \cdot \Delta P_{\Sigma \text{ нагр}}, \quad (13)$$

где 0,0135 – процент активных потерь в трансформаторе [3].

$$P_{\text{собс.нужд}} = P_{\Sigma \text{ эл.станций}} \cdot 0,08 \cdot K_c, \quad (14)$$

где 0,08 – процент мощности собственных нужных для пылеугольной подстанции;

$K_c = 0,8$  – коэффициент спроса для пылеугольной подстанции.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$P_{\Sigma \text{ эл.станций}} = 60 + 25 + 25 = 110 \text{ МВт};$$

$$P_{\Sigma \text{ нагр}} = 35 + 45 + 16 + 27 + 4 + 6 + 51 = 184 \text{ МВт};$$

$$\Delta P = 4,45 + 2,484 = 6,934 \text{ МВт};$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma \text{ лэп}} &= 0,03 \cdot (4 + 6 + 51 + 16) + 0,02 \cdot (35 + 45 + 27) = 2,31 + 2,14 \\ &= 4,45 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{ Т}} = 0,0135 \cdot 184 = 2,484 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{собс.нужд}} = (60 + 25 + 25) \cdot 0,08 \cdot 0,8 = 7,04 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{НБ}} = 184 + 6,934 + 7,04 - 110 = 87,974 \text{ МВт}.$$

$\Delta P_{\text{НБ}}$  больше нуля, следовательно, в электрической сети дефицит положительной мощности и перегружена текущая электростанция.

$$Q_{\Sigma \text{ нагр}} - Q_{\Sigma \text{ эл.станций}} = \Delta Q_{\text{НБ}}, \quad (15)$$

где  $Q_{\Sigma \text{ нагр}}$  – сумма реактивных мощностей нагрузок, МВАр;

$Q_{\Sigma \text{ эл.станций}}$  – сумма реактивных мощностей генераторов, МВАр;

$\Delta Q_{\text{НБ}}$  – величина небаланса реактивной мощности, МВАр.

Формулу можно уточнить, если учесть потери и собственные нужды генераторов.

Для подстанций собственные нужды уже учтены в приведённых нагрузках.

$$Q_{\Sigma \text{ нагр}} + \Delta Q + Q_{\text{собс.нужд}} - Q_{\Sigma \text{ эл.станций}} - \Delta Q_{\Sigma \text{ з.}} = \Delta Q_{\text{НБ}}, \quad (16)$$

где  $\Delta Q$  – мощность реактивных потерь в электрической сети, МВАр;

$\Delta Q_{\Sigma \text{ з.}}$  – зарядная мощность в линиях, МВАр;

$Q_{\text{собс.нужд}}$  – реактивная мощность собственных нужд, МВАр.

$$Q_{\Sigma \text{ нагр}} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{\text{ЭС1}}, \quad (17)$$

где  $Q_{2,3,4,5,41,42,ЭС-1}$  – реактивная мощность потребителей, МВАр;

$$Q_P = \Delta Q_{\Sigma \text{ лэп}} + \Delta Q_{\Sigma \text{ Т}}, \quad (18)$$

где  $\Delta Q_{\Sigma \text{ лэп}}$  – мощность реактивных потерь в линиях, МВАр;

$\Delta Q_{\Sigma \text{ Т}}$  – мощность реактивных потерь в трансформаторе, МВАр.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

$$\Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}} = 0,015 \cdot (Q_{41} + Q_{42} + Q_{ЭС1} + Q_4) + 0,05 \cdot (Q_2 + Q_3 + Q_5), \quad (19)$$

где 0,015 – процент активных потерь в линиях 10-35 кВ [3];

0,05 – процент активных потерь в линиях 110 кВ [3].

$$\Delta Q_{\Sigma T} = 0,07 \cdot \Delta Q_{\Sigma \text{нагр}}, \quad (20)$$

где 0,07 – процент активных потерь в трансформаторе.

$$Q_{\text{собс.нужд}} = P_{\text{собс.нужд}} \cdot \text{tg}(\phi_{\text{собс.нужд}}), \quad (21)$$

где  $\text{tg}(\phi_{\text{собс.нужд}}) = 0,69$  – тангенс угла между фазой напряжения и фазой тока собственных нужд.

$$\Delta Q_{\Sigma з.} = 0,03 \cdot L_{\Sigma}, \quad (22)$$

где  $L_{\Sigma}$  – длина всех ЛЭП, км;

0,03 – удельная зарядная мощность для линий 35-110 кВ, МВАр/км [3].

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = 18,9 + 20,25 + 8,96 + 12,15 + 2,16 + 2,52 + 31,62 = 96,56 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = 3,25 + 6,76 = 10 \text{ МВАр};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}} &= 0,05(18,9 + 20,25 + 12,15) + 0,015(8,96 + 2,16 + 2,52 + 31,62) \\ &= 2,57 + 0,679 = 3,25 \text{ МВАр}; \end{aligned}$$

$$Q_{\Sigma \text{эл.станций}} = 0,62 \cdot 110 = 68,2 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\Sigma \text{с.н.}} = 0,62 \cdot 7,04 = 4,36 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma T} = 0,07 \cdot 96,56 = 6,76 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma з.} = 0,03 \cdot 413 = 12,4 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\text{нб}} = 96,56 + 10 + 4,36 - 68,2 - 12,4 = 30,32 \text{ МВАр}.$$

$\Delta Q_{\text{нб}}$  больше нуля, следовательно, в режиме максимальных нагрузок реактивная мощность будет потребляться из энергосистемы по линиям ПС1 и ПС2. Что также может привести к снижению к снижению напряжения на подстанции ниже допустимого. То есть существующая сеть имеет дефицит реактивной мощности.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

## 1.5. Проверка состояния действующего оборудования сети

Предполагается, что в ходе развития сети будет модернизирована часть сети 110 кВ, введены подстанции 6 и 7 и электростанция ЭС-2, при этом сохраняются: сеть 35 кВ и электростанция ЭС-1. Так как не предполагается их модернизация и реконструкция, то проверим загрузку линий 35 кВ в максимальном режиме и загрузку трансформаторов на электростанции ЭС-1.

### 1.5.1. Проверка загрузки трансформаторов ЭС-1

Оценим возможность электростанции по выдаче её установленной мощности и по электроснабжению потребителя  $S_{ЭС-1}$  10 кВ в максимальном и минимальном режимах.

#### 1. Проверка ТДЦ-80000/110

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{густ}} &= P_{\text{гном}} - P_{\text{с.н.}} + j(Q_{\text{гном}} - Q_{\text{с.н.}}) = \\ &= 60 - 0,08 \cdot 0,8 \cdot 60 + j(0,62 \cdot 60 - (0,08 \cdot 0,08 \cdot 60) \cdot 0,69) = \\ &= 56,16 + j \cdot 34,55 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$S_{\text{густ}} = \sqrt{56,16^2 + 34,55^2} = 65,94 \text{ МВА} < S_{\text{ном}} \Rightarrow$  трансформатор не перегружен.

#### 2. Проверка ТДН-10000/110

Рассчитаем 2 варианта загрузки трансформатора:

- режим максимальной выдачи;
- режим максимального потребления.

Режим максимальной выдачи:

Должны работать 2 синхронные генератора с  $P_{\text{ном}}$  и  $\cos(\phi)_{\text{ном}}$ , а  $S_{ЭС-1} = \min = 0,7 \cdot S_{ЭС-1}$ .

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{уст1}} &= 2 \cdot P_{\text{гном}} - P_{ЭС-1} \cdot 0,7 - 0,08 \cdot (2 \cdot P_{\text{гном}}) \cdot 0,8 \\ &+ j(2 \cdot P_{\text{гном}} \cdot 0,62 - 0,08 \cdot (2 \cdot P_{\text{гном}}) \cdot 0,8 \cdot 0,69 - P_{ЭС-1} \cdot 0,7 \cdot 0,62) = \\ &= 2 \cdot 25 - 51 \cdot 0,7 - 0,08 \cdot 2 \cdot 25 \cdot 0,8 + j(2 \cdot 25 \cdot 0,62 - 0,08 \cdot 2 \cdot 25 \\ &\cdot 0,8 \cdot 0,69 - 51 \cdot 0,7 \cdot 0,62) = 11,1 + j6,67 \text{ МВА};\end{aligned}$$

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$S_{уст1} = \sqrt{11,1^2 + 6,67^2} = 12,95 \text{ МВА} > S_{ном} \Rightarrow$  трансформатор перегружен и требуется замена.

Режим максимального потребления. Это когда работает только один генератор.

$$S_{ЭС-1} = \max \Rightarrow 51 \text{ МВт или } \operatorname{tg}(\phi) = 0,62:$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{уст2} &= P_{Г_{ном}} - P_{ЭС-1} - 0,08 \cdot P_{Г_{ном}} \cdot 0,8 \\ &+ j \left( P_{Г_{ном}} \cdot \operatorname{tg}(\phi) - P_{Г_{ном}} \cdot 0,8 \cdot 0,08 \cdot 0,69 - P_{ЭС-1} \cdot \operatorname{tg}(\phi) \right) \\ &= -22,6 - j17,2 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$S_{уст2} = \sqrt{(-22,6)^2 + (-17,2)^2} = 28,4 \text{ МВА} > S_{ном} \Rightarrow$  трансформатор перегружен и требуется замена.

По результатам расчётов делаем вывод, что нам необходимо замена трансформатора, так как при отключении одного из генераторов трансформатор будет перегружен и придется отключать потребителя.

#### 1.5.2. Проверка загрузки ВЛ 35 кВ в максимальном режиме

Выполним перебор вариантов режима сети с отключением одной из ВЛ 35 кВ.

Для каждой линии оцениваем максимальный  $K_{загр}$  (коэффициент загрузки) если он превышает 1, то следует сделать вывод о реконструкции данной линии. Так как в случае отключения других линий планового или аварийного, данная линия будет перегружена и потребует отключения потребителя.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Таблица 6 – Варианты режима сети с отключением одной из ВЛ 35 кВ

Откл. ВЛ	Загрузка ВЛ «4-41»	$I_{пред}, А$	$K_{загр}$	Загрузка ВЛ «41-42»	$I_{пред}, А$	$K_{загр}$	Загрузка ВЛ «4-42»	$I_{пред}, А$	$K_{загр}$
«4-41»	-	-	-	$\dot{S}_{л1} = \dot{S}_{41} + \left(\frac{\dot{S}_{41}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л1} = 4,1 + j2,19, \text{ МВА}$ $I_{л1} = \frac{S_{л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = 76,7, А$	210	0,37	$\dot{S}_{л2} = \dot{S}_{л1} + \dot{S}_{42} + \left(\frac{\dot{S}_{л1} + \dot{S}_{42}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л2} = 10,35 + j4,76 \text{ МВА}$ $I_{л2} = \frac{S_{л2}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = 188, А$	265	0,71
«4-42»	$\dot{S}_{л3} = \dot{S}_{л4} + \dot{S}_{41} + \left(\frac{\dot{S}_{л4} + \dot{S}_{41}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л3} = 11,34 + j4,96 \text{ МВА}$	210	0,97	$\dot{S}_{л4} = \dot{S}_{42} + \left(\frac{\dot{S}_{42}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л1} = 6,21 + j2,56, \text{ МВА}$ $I_{л1} = \frac{S_{л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = 111, А$	210	0,53	-	-	-

	$I_{л3} = \frac{S_{л3}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = 204, A$								
«41-42»	$\begin{aligned} \dot{S}_{л5} &= \dot{S}_{41} + \left(\frac{\dot{S}_{41}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л3} \\ &= 4,17 + j2,21, \\ & \text{MBA} \\ I_{л5} &= \frac{S_{л5}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = 77,9, A \end{aligned}$	210	0,37	-	-	-	$\begin{aligned} \dot{S}_{л6} &= \dot{S}_{42} + \left(\frac{\dot{S}_{42}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л2} \\ &= 6,1 + j2,54, \\ & \text{MBA} \\ I_{л6} &= \frac{S_{л6}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = 109, A \end{aligned}$	265	0,41

Воспользуемся таблицей и определим точку размыкания сети 35 кВ, для этого достаточно посчитать потери в линия для каждого из трёх случаев.

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma 1} = \left(\frac{\dot{S}_{41}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л1} + \left(\frac{\dot{S}_{л1} + \dot{S}_{42}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л2} = 0,345 + j0,082 \text{ MBA};$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma 2} = \left(\frac{\dot{S}_{л4} + \dot{S}_{42}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л3} + \left(\frac{\dot{S}_{42}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л1} = 1,34 + j0,278 \text{ MBA};$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma 3} = \left(\frac{\dot{S}_{41}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л3} + \left(\frac{\dot{S}_{42}}{U_{л}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{л2} = 0,26 + j0,066 \text{ MBA}.$$

Из расчёта выше видно, что наименьшие потери будут при отключении линии «41-42». Этот вариант размыкания сети и принимаем за рабочий.

### 1.5.3 Проверка 2хТМТН-6300/110

$$S_4'' = 16 + j16 \cdot 0,56 = 16 + j8,96 \text{ MBA};$$

$$S_4' = 10 + j(4 \cdot 0,54 + 6 \cdot 0,42) = 10 + j4,68 \text{ MBA};$$

$$K_{загр} = \frac{S_H}{2 \cdot S_{ТНОМ}};$$

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{Т ном}}}$$

Таблица 7 – Параметры 2хТМТН-6300/110

Трансформатор	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$K_{\text{загр}}$	$K_{\text{пер}}$
ТМТН-6300/110	6,3	2,33	4,67

$$\dot{S}_{\text{подстанции}} = \dot{S}'_4 + \dot{S}''_4 \Rightarrow S_{\text{н}} = |\dot{S}_{\text{подстанции}}|;$$

$$\dot{S}_{\text{н}} = 16 + j8,96 + 10 + j4,68 = 26 + j13,64 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{н}} = \sqrt{26^2 + 13,64^2} = 29,4 \text{ МВА}.$$

Коэффициент загрузки, коэффициент перегрузки:

$$\begin{cases} K_{\text{загр}} \geq 0,7 \\ K_{\text{пер}} \geq 1,4 \end{cases} \Rightarrow \text{Так как коэффициент загрузки больше } 0,7, \text{ коэффициент}$$

перегрузки больше 1,4, необходимо заменить трансформаторы.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



## 2 РАЗВИТИЕ СЕТИ 110 КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ

### 2.1. Оценка баланса активных мощностей с учётом ввода новых объектов

Необходимо по аналогии с разделом посчитать баланс  $P$  и  $Q$ , учтя:

- новую электростанцию ЭС-2:  $2 \times 60 + 110$ , МВт;
- нагрузку, параллельно работающую с ЭС-2:  
 $P_{ЭС-2} = 72$  МВт;  $\text{tg}(\phi_{ЭС-2}) = 0,56$ ;
- новую подстанцию 6:  $P_6 = 40$  МВт,  $\text{tg}(\phi_6) = 0,51$ ;
- новую подстанцию 7:  $P_7 = 29$  МВт,  $\text{tg}(\phi_7) = 0,45$ .

$$P_{\Sigma \text{нагр}} + \Delta P + P_{\text{собс.нужд}} - P_{\Sigma \text{эл станций}} = \Delta P_{\text{НБ}};$$

$$P_{\Sigma \text{эл станций}} = 60 + 25 + 25 + 110 + 2 \cdot 60 = 340 \text{ МВт};$$

$$P_{\Sigma \text{нагр}} = 35 + 45 + 16 + 27 + 4 + 6 + 51 + 40 + 29 + 72 = 325 \text{ МВт};$$

$$\Delta P = 8,68 + 4,39 = 13,07 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{лэп}} = 0,03 \cdot (4 + 6 + 51 + 16 + 40 + 29 + 72) + 0,02 \cdot (35 + 45 + 27)$$

$$= 6,54 + 2,14 = 8,68 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{т}} = 0,0135 \cdot 325 = 4,39 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{собс.нужд}} = (60 + 25 + 25 + 110 + 60 + 60) \cdot 0,08 \cdot 0,8 = 21,76 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{НБ}} = 325 + 13,07 + 21,76 - 340 = 19,83 \text{ МВт};$$

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} + \Delta Q_{\Sigma} + Q_{\Sigma \text{с.н.}} - Q_{\Sigma \text{эл.станций}} - Q_{\Sigma \text{комп.}} - \Delta Q_{\Sigma \text{з.}} = \Delta Q_{\text{НБ}};$$

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = 18,9 + 20,25 + 8,96 + 12,15 + 2,16 + 2,52 + 31,62 + 20,4 + 13,05$$

$$+ 40,32 = 170,33 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = 4,36 + 11,92 = 16,28 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{лэп}} = 0,05 \cdot (18,9 + 20,25 + 12,15) + 0,015$$

$$\cdot (8,96 + 2,16 + 2,52 + 31,62 + 20,4 + 13,05 + 40,32) = 2,57 + 1,79$$

$$= 4,36 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\Sigma \text{эл.станций}} = 0,62 \cdot 340 = 210,8 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\Sigma \text{с.н.}} = 0,62 \cdot 21,76 = 13,49 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{т}} = 0,07 \cdot 170,33 = 11,92 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{з.}} = 0,03 \cdot 513 = 15,39 \text{ МВАр};$$

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$\Delta Q_{\text{нб}} = 170,33 + 16,28 + 13,49 - 210,8 - 15,39 = -26,09 \text{ МВАр.}$$

По результатам можно сделать выводы о недостаточности активной мощности новой электростанции для покрытия нагрузки в сети; компенсация реактивной мощности не требуется.

## 2.2. Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ для ЭС-II

Оценим экономически выгодный класс напряжения выдачи электроэнергии электростанции. Для этого воспользуемся формулой Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (23)$$

где  $L$  – длина одной линии, км;

$P$  – мощность, передаваемая по одной цепи, МВт;

Мощность на одну цепь, если двухцепная, то делим на 2.

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{(2*60+110-72)/2}}} = 155 \text{ кВ.}$$

У нас есть 2 варианта:

$$U_{\text{ЭС-2}} = 110 \text{ кВ;}$$

Необходимо:

- вл 110 кВ;
- трансформаторы на ЭС-2.

$$U_{\text{ЭС-2}} = 220 \text{ кВ;}$$

Необходимо достроить подстанцию:

- вл 220 кВ;
- трансформаторы 220 кВ на ЭС-2;
- АТ 220/110 кВ.

Выбираем вариант  $U_{\text{ЭС-2}} = 110 \text{ кВ}$  так как он не требует модернизации действующих подстанций и дополнительных капиталовложений.

Так как мощности генераторов более 50 МВт, а также не предполагается потребитель с напряжением 6-10 кВ, то выберем блочную схему для электростанции

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

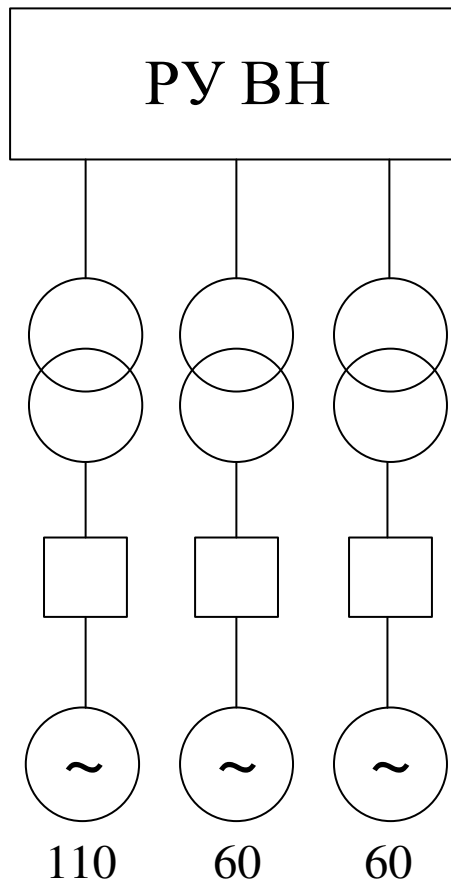


Рисунок 2 – Схема ЭС-2

## 2.3. Выбор новых трансформаторов и замена старых

### 2.3.1 Выбор новых трансформаторов

Для ЭС-2:

$$S_{T_{\text{НОМ}}} > S_{T_{\text{УСТ}}};$$

Для каждого блока:

$$S_{T_{\text{УСТ}}} = |S_{T_{\text{УСТ}}}^{\cdot}| = P_{G_{\text{НОМ}}} - P_{C.H} + j(Q_{G_{\text{НОМ}}} - Q_{C.H}).$$

Параметры генераторов:  $\cos(\phi_{\text{НОМ}}) = 0,85$ ;  $\text{tg}(\phi_{C.H}) = 0,69$ ;  $\Delta P\% = 8\%$ .

$$\begin{aligned} \dot{S}_{T1_{\text{УСТ}}} &= 110 - 110 \cdot 0,08 \cdot 0,8 + j(110 \cdot 0,62 - 110 \cdot 0,08 \cdot 0,8 \cdot 0,69) \\ &= 102,96 + j63,34 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{T_{\text{УСТ}}} = \sqrt{102,96^2 + 63,34^2} = 120,88 \text{ МВА}.$$

К установке принимаем трансформатор ТДЦ-125000/110.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{T2_{\text{УСТ}}} = \dot{S}_{T3_{\text{УСТ}}} &= 60 - 60 \cdot 0,08 \cdot 0,8 + j(60 \cdot 0,62 - 60 \cdot 0,08 \cdot 0,8 \cdot 0,69) = \\ &= 56,16 + j45,35 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$S_{T2уст} = S_{T3уст} = \sqrt{56,16^2 + 45,35^2} = 72,2 \text{ МВА.}$$

К установке принимаем трансформаторы ТДЦ-80000/110.

Для п/ст 6:

$$S_{п6} = \sqrt{40^2 + 20,4^2} = 44,9 \text{ МВА;}$$

$$S_{T6} = \frac{44,9}{2 \cdot 0,7} = 32 \text{ МВА.}$$

К установке принимаем трансформатор ТРДН-32000/110.

Для п/ст 7:

$$S_{п7} = \sqrt{29 + 13,05^2} = 31,8 \text{ МВА;}$$

$$S_{T7} = \frac{31,8}{2 \cdot 0,7} = 22,7 \text{ МВА.}$$

К установке принимаем трансформатор ТРДН-32000/110.

### 2.3.2 Замена старых трансформаторов

Из пункта 1.5.1 для генераторов на 25 МВт:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{уст2} &= P_{Г_{НОМ}} - P_{ЭС-1} - 0,08 \cdot P_{Г_{НОМ}} \cdot 0,8 \\ &+ j \left( P_{Г_{НОМ}} \cdot \operatorname{tg}(\phi) - P_{Г_{НОМ}} \cdot 0,8 \cdot 0,08 \cdot 0,69 - P_{ЭС-1} \cdot \operatorname{tg}(\phi) \right) \\ &= -22,6 - j17,2 \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$S_{уст2} = \sqrt{(-22,6)^2 + (-17,2)^2} = 28,4 \text{ МВА.}$$

К установке принимаем трансформатор ТД-40000/110.

Для п/ст 4:

$$S_{п4} = \sqrt{26^2 + 13,64^2} = 29,4 \text{ МВА;}$$

$$S_{T4} = \frac{29,4}{2 \cdot 0,7} = 21 \text{ МВА.}$$

К установке принимаем трансформатор ТДТН-25000/110.

## 2.4. Выбор конфигурации сети 110 кВ и сечения новых ВЛ

Выбор конфигурации сети осуществляется на основе экономического критерия, таким критерием является минимум приведённых затрат. Чтобы выбрать оптимальный вариант сети достаточно:

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

- перебрать возможные варианты подключения объектов;
- отбросить варианты, при которых  $Z_{\text{капитальные}} \rightarrow \max$ ;
- выбрать сечения новых ВЛ в оставшихся вариантах сети;
- рассчитать приведённые затраты в каждом варианте;
- выбрать вариант, в котором приведённые затраты минимальные.

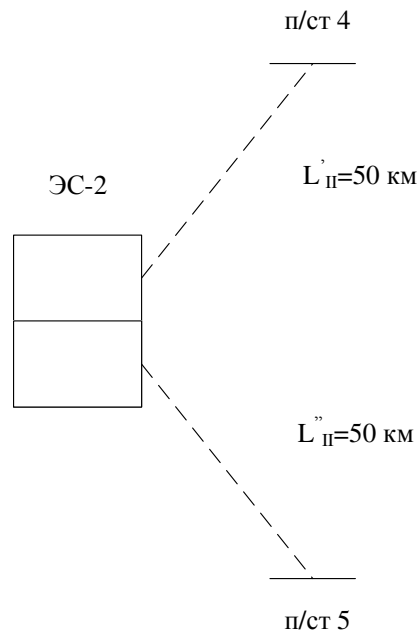


Рисунок 3 – Варианты подключения ЭС-2

Для большинства электростанций связь с энергосистемой должна осуществляться минимум по двум независимым линиям. При этом в случае отключения одной линии другая должна пропустить всю мощность электростанции [1].

Предполагаем к рассмотрению 3 варианта.

1. ВЛ ЭС-II – п\ст-4  
ВЛ ЭС-II – п\ст-4
2. ВЛ ЭС-II – п\ст-4  
ВЛ ЭС-II – п\ст-5
3. ВЛ ЭС-II – п\ст-5  
ВЛ ЭС-II – п\ст-5

Так как для большинства электростанций связь с энергосистемой должна осуществляться минимум по двум независимым линиям, то выбираем вариант 2.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

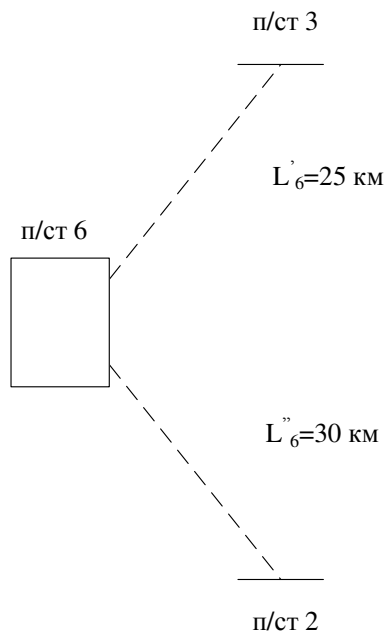


Рисунок 4 – Варианты подключения п/ст 6

Для потребителя второй категории необходимо 2 независимых источника питания. При этом двухцепную ЛЭП можно рассматривать в качестве такового источника, но в том случае, если данная подстанция строится как тупиковая, если транзитная, то необходимо подключить к двум подстанциям [1].

Будем считать, что подстанций 6 проектируется как тупиковая, а 7 как транзитная.

Предполагаем к рассмотрению 3 варианта.

1. ВЛ п/ст-6 – п\ст-3  
ВЛ п/ст-6 – п\ст-3
2. ВЛ п/ст-6 – п\ст-3  
ВЛ п/ст-6 – п\ст-2
3. ВЛ п/ст-6 – п\ст-2  
ВЛ п/ст-6 – п\ст-2

Так как п/ст 6 тупиковая, а  $L'_6=25$  км;  $L''_6=30$  км, то выберем вариант 1.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

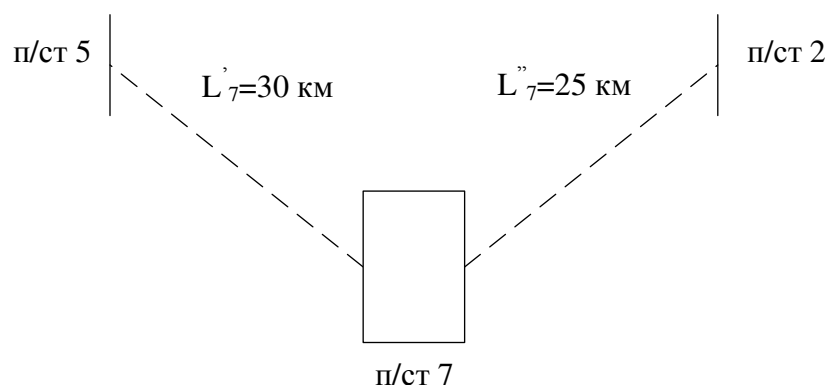


Рисунок 5 – Варианты подключения п/ст 7

Предполагаем к рассмотрению 3 варианта.

1. ВЛ п/ст-7 – п\ст-5  
ВЛ п/ст-7 – п\ст-5
2. ВЛ п/ст-7 – п\ст-5  
ВЛ п/ст-7 – п\ст-2
3. ВЛ п/ст-7 – п\ст-2  
ВЛ п/ст-7 – п\ст-2

Так как п/ст 7 транзитная, то выбираем вариант 2.

2.5. Выберем сечение проводов ВЛ для намеченных вариантов подключения

Для ЭС-2:

$$I_{II'} = I_{II''} = \frac{\sqrt{P_{ЭС-II}^2 + Q_{ЭС-II}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$P_{ЭС-II}^2, Q_{ЭС-II}^2$  за вычетом нагрузки ЭС-2 и собственных нужд:

$$F_{II'} = F_{II''} = \frac{I_{II'}(I_{II''})}{j_{\text{э}}}$$

Таблица 7 – Экономическая плотность тока для марки АС [6]

$T_{\max}, \text{ч}$	1000-2000	3000-5000	5000+
$j_{\text{э}} \text{ баз}$	1	0,9	0,8

$\alpha_i$  – уменьшает рост нагрузки по годам (~1,05 для 110-220 кВ);

$\alpha_t$  – учитывает участие ВЛ в максимуме нагрузки.

Если максимумы совпадают:

Таблица 8 –  $\alpha_t$  для марки АС [6]

$T_{\max}, \text{ч}$	До 4000	4000-6000	6000+
$\alpha_t$	0,8	1	1,3

Для марки АС:

$$F_{\text{ВЛ}} = \frac{I_{\text{ВЛ}}}{0,8/1,05};$$

$$I_{\text{II}'} = I_{\text{II}''}$$

$$= \frac{\sqrt{(230 - 72 - 230 \cdot 0,08 \cdot 0,8)^2 + (230 \cdot 0,62 - 72 \cdot 0,56 - 230 \cdot 0,08 \cdot 0,8 \cdot 0,69)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110}$$

$$= 447 \text{ А};$$

$$F_{\text{ВЛ}} = \frac{447}{0,8/1,05} = 587 \text{ мм}^2 < F_{\text{типовое}}.$$

Ближайшее большее 2хАС-300/39.

Проверим по возникновению короны:

Для 110 кВ не менее АС-70 [6].

$$2\text{хАС-300/39} > \text{АС-70}.$$

Проверим по максимальному току:

$$I_{\text{ВЛ}_{\max}} = 2 \cdot I_{\text{ВЛ}} = 2 \cdot 447 = 894 \text{ А}.$$

Для 2хАС-300/39 [6]:

$$I_{\text{пред}} = 1420 \text{ А}.$$

Для п/ст 6:

$$I_{6'} = I_{6''} = \frac{\sqrt{40^2 + (40 \cdot 0,51)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 118 \text{ А};$$

$$F_{\text{ВЛ}} = \frac{118}{0,8/1,05} = 154,9 \text{ мм}^2 < F_{\text{типовое}}.$$

Ближайшее большее АС-185/29.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



Проверим по возникновению короны:

$$AC-185/29 > AC-70.$$

Проверим по максимальному току:

$$I_{ВЛ_{max}} = 2 \cdot I_{ВЛ} = 2 \cdot 118 = 236 \text{ А.}$$

Для AC-185/29 [6]:

$$I_{пред} = 510 \text{ А.}$$

Для п/ст 7:

$$I_{7'} = I_{7''} = \frac{\sqrt{29^2 + (29 \cdot 0,45)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 83,4 \text{ А;}$$

$$F_{ВЛ} = \frac{83,4}{0,8/1,05} = 109,5 \text{ мм}^2 < F_{тип.}$$

Ближайшее большее AC-120/19.

Проверим по возникновению короны:

$$AC-120/19 > AC-70.$$

Проверим по максимальному току:

$$I_{ВЛ_{max}} = 2 \cdot I_{ВЛ} = 2 \cdot 83,4 = 166,8 \text{ А.}$$

Для AC-120/19 [6]:

$$I_{пред} = 390 \text{ А.}$$

## 2.6. Выбор варианта развития сети по укрупнённым технико-экономическим показателям

На данном этапе ограничимся учётом только тех параметров, которые можно оценить, используя укрупнённые показатели. А именно:

- капитальные вложения на возведение объектов;
- амортизационные отчисления на их эксплуатацию.

Приведённые затраты:

$$Z = E_n \cdot K + И, \quad (24)$$

где  $K$  – капитальные затраты;

$И$  – амортизация;

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$E_n$  – коэффициент, учитывающий эффективность использования капитальных затрат (в энергетике  $\sim 20\% = \sim 0,02$ ).

Алгоритм выбора:

$$Z_1 = 0,2 \cdot K_{ВЛ1} + \frac{P_{ВЛ} \%}{100\%} \cdot K_{ВЛ1};$$

$P_{ВЛ} = 5\%$  - амортизационные затраты ВЛ.

$$Z_2 = 0,2 \cdot K_{ВЛ2} + \frac{P_{ВЛ} \%}{100\%} \cdot K_{ВЛ2}.$$

Относительная разница затрат:

$$\delta = \frac{|Z_1 - Z_2|}{0,5 \cdot (Z_1 + Z_2)} \cdot 100\%.$$

Если  $\delta$  не превышает 5% то варианты считаются равнозначными, и мы можем выбрать любой, иначе выбираем тот, что меньше стоит.

$$K_{ВЛ} = L_{ВЛ} \cdot z_{ВЛ} \cdot K_{инф} \quad , \quad (25)$$

где  $L_{ВЛ}$  – длина линии, км;

$z_{ВЛ}$  – удельная стоимость возведения одного километра в определённом году;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции рубля текущего года к предыдущему.

Таблица 9 – удельная стоимость возведения одного километра ВЛ при

$S_{пр} \leq 150 \text{ км}^2$  свободно стоящие опоры [6]

	Стальные опоры, тыс. руб. на км.	Железобетонные опоры, тыс. руб. на км.
1-цепь	42	34
2-цепь	64	57

Коэффициент инфляции рубля текущего года к предыдущему [9]:

$$K_{инф} = 100,27.$$

Для ЭС-2:

1 вариант:

Для стальных опор:

$$K_{11\text{вл}} = 50 \cdot 64 \cdot 100,27 = 320864 \text{ тыс. руб. ;}$$

$$З_{11} = 0,2 \cdot 320864 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 320864 = 80216 \text{ тыс. руб.}$$

Для железобетонных опор:

$$K_{12\text{вл}} = 50 \cdot 57 \cdot 100,27 = 285770 \text{ тыс. руб. ;}$$

$$З_{12} = 0,2 \cdot 285770 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 285770 = 71442,5 \text{ тыс. руб.}$$

2 вариант:

Для стальных опор:

$$K_{21\text{вл}} = 50 \cdot 42 \cdot 100,27 + 50 \cdot 42 \cdot 100,27 = 421134 \text{ тыс. руб. ;}$$

$$З_{21} = 0,2 \cdot 421134 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 421134 = 105283,5 \text{ тыс. руб.}$$

Для железобетонных опор:

$$K_{22\text{вл}} = 50 \cdot 34 \cdot 100,27 + 50 \cdot 34 \cdot 100,27 = 340918 \text{ тыс. руб. ;}$$

$$З_{22} = 0,2 \cdot 340918 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 340918 = 85229,5 \text{ тыс. руб.}$$

3 вариант:

Для стальных опор:

$$K_{31\text{вл}} = 50 \cdot 64 \cdot 100,27 = 320864 \text{ тыс. руб. ;}$$

$$З_{31} = 0,2 \cdot 320864 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 320864 = 80216 \text{ тыс. руб.}$$

Для железобетонных опор:

$$K_{32\text{вл}} = 50 \cdot 57 \cdot 100,27 = 285770 \text{ тыс. руб. ;}$$

$$З_{32} = 0,2 \cdot 285770 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 285770 = 71442,5 \text{ тыс. руб.}$$

Так как электростанцию необходимо подключить к двум подстанциям, то выбираем вариант 2, несмотря на то, что он наиболее затратный.

Чтобы выбрать тип опор для ВЛ посчитаем относительную разницу затрат:

$$\delta_1 = \frac{|105283,5 - 85229,5|}{0,5 \cdot (105283,5 + 85229,5)} \cdot 100\% = 21,05 \%$$

Так как разница больше 5% выбираем наиболее дешёвый тип опор, то есть железобетонные опоры.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Для п/ст 6:

1 вариант:

Для стальных опор:

$$K_{611\text{вл}} = 25 \cdot 64 \cdot 100,27 = 160432 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{611} = 0,2 \cdot 160432 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 160432 = 40108 \text{ тыс. руб.}$$

Для железобетонных опор:

$$K_{612\text{вл}} = 25 \cdot 57 \cdot 100,27 = 142885 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{612} = 0,2 \cdot 142885 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 142885 = 35721 \text{ тыс. руб.}$$

2 вариант:

Для стальных опор:

$$K_{621\text{вл}} = 25 \cdot 42 \cdot 100,27 + 30 \cdot 42 \cdot 100,27 = 231624 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{621} = 0,2 \cdot 231624 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 231624 = 57906 \text{ тыс. руб.}$$

Для железобетонных опор:

$$K_{622\text{вл}} = 25 \cdot 34 \cdot 100,27 + 30 \cdot 34 \cdot 100,27 = 187505 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{622} = 0,2 \cdot 187505 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 187505 = 46876 \text{ тыс. руб.}$$

3 вариант:

Для стальных опор:

$$K_{631\text{вл}} = 30 \cdot 64 \cdot 100,27 = 192518 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{631} = 0,2 \cdot 192518 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 192518 = 48129,5 \text{ тыс. руб.}$$

Для железобетонных опор:

$$K_{632\text{вл}} = 30 \cdot 57 \cdot 100,27 = 171462 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{632} = 0,2 \cdot 171462 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 171462 = 42865,5 \text{ тыс. руб.}$$

Так как п/ст 6 тупиковая, то её можно подключить к одной подстанции по двухцепной ВЛ, следовательно, можно исключить вариант 2, так как он наиболее

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

затратный. У нас остается 1 и 3 вариант, чтобы выбрать из них посчитаем относительную разницу затрат для одинаковых типов опор:

$$\delta_{21} = \frac{|35721 - 42865,5|}{0,5 \cdot (35721 + 42865,5)} \cdot 100\% = 18,18 \%;$$

Так как разница больше 5% выбираем наиболее дешёвый вариант, то есть 1 вариант.

Чтобы выбрать тип опор для ВЛ посчитаем относительную разницу затрат:

$$\delta_{22} = \frac{|40108 - 35721|}{0,5 \cdot (40108 + 35721)} \cdot 100\% = 11,57 \%.$$

Так как разница больше 5% выбираем наиболее дешёвый тип опор, то есть железобетонные опоры.

Для п/ст 7:

1 вариант:

Для стальных опор:

$$K_{711\text{вл}} = 30 \cdot 64 \cdot 100,27 = 192518 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{711} = 0,2 \cdot 192518 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 192518 = 48129,5 \text{ тыс. руб.}$$

Для железобетонных опор:

$$K_{712\text{вл}} = 30 \cdot 57 \cdot 100,27 = 171462 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{712} = 0,2 \cdot 171462 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 171462 = 42865,5 \text{ тыс. руб.}$$

2 вариант:

Для стальных опор:

$$K_{721\text{вл}} = 25 \cdot 42 \cdot 100,27 + 30 \cdot 42 \cdot 100,27 = 231624 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{721} = 0,2 \cdot 231624 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 231624 = 57906 \text{ тыс. руб.}$$

Для железобетонных опор:

$$K_{722\text{вл}} = 25 \cdot 34 \cdot 100,27 + 30 \cdot 34 \cdot 100,27 = 187505 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{722} = 0,2 \cdot 187505 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 187505 = 46876 \text{ тыс. руб.}$$

3 вариант:

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

Для стальных опор:

$$K_{731\text{ВЛ}} = 25 \cdot 64 \cdot 100,27 = 160432 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{731} = 0,2 \cdot 160432 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 160432 = 40108 \text{ тыс. руб.}$$

Для железобетонных опор:

$$K_{732\text{ВЛ}} = 25 \cdot 57 \cdot 100,27 = 142885 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_{732} = 0,2 \cdot 142885 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 142885 = 35721 \text{ тыс. руб.}$$

Так как п/ст 7 транзитная, то её необходимо подключить к двум подстанции, следовательно, выбираем вариант 2.

Чтобы выбрать тип опор для ВЛ посчитаем относительную разницу затрат:

$$\delta_3 = \frac{|57906 - 46876|}{0,5 \cdot (57906 + 46876)} \cdot 100\% = 21,05 \%$$

Так как разница больше 5% выбираем наиболее дешёвый тип опор, то есть железобетонные опоры.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

### 3 РАСЧЁТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 110/35 КВ

#### 3.1. Расчёт режима максимальных нагрузок

Исходными данными для расчета максимального режима работы сети являются: мощности потребителей и электростанций, заданные в таблице 2 и таблице 3; балансирующая подстанция и базисный узел, в котором задается напряжение в соответствии с данными таблицы 4 [3].

Расчёт режима максимальных нагрузок позволяет оценить перегрузочную способность сети, а также оценить качество электрической энергии при максимальной нагрузке.

Карта максимального режима представлена в приложении А.

Таблица 10 – Отклонения и уровни напряжения потребителей

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонения напряжения, %
п/ст 2	112,85	2,59
п/ст 3	110,69	0,63
п/ст 4	10,46	4,6
п/ст 41	32,92	-5,94
п/ст 42	33,19	-5,17
п/ст 5	115,33	4,85
п/ст 6	10	0
п/ст 7	9,89	-1,1
Г1	10,86	8,6
Г 2x25	10,86	8,6

#### 3.2. Расчёт режима минимальных нагрузок

Расчёт режима минимальных нагрузок необходим для проверки напряжения в узлах сети, когда потребление электрической энергии минимально.

Исходными данными для расчета минимального режима работы сети являются: мощности потребителей которые принимаются 0,6...0,7 от заданных в таблице 2 и мощность электростанции, заданная в таблице 3; балансирующая подстанция и базисный узел, в котором задается напряжение в соответствии с данными таблицы 4 [3].

Карта минимального режима представлена в приложении В.

Таблица 11 – Отклонения и уровни напряжения потребителей

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонения напряжения, %
п/ст 2	112,54	2,3
п/ст 3	112,27	2,1
п/ст 4	10,89	8,9
п/ст 41	34,41	-1,69
п/ст 42	34,59	-1,17
п/ст 5	115,42	4,93
п/ст 6	10,35	3,5
п/ст 7	10,03	0,3
Г1	10,78	7,8
Г 2x25	10,94	9,4

### 3.3. Расчёт послеаварийного режима

Исходными данными для расчета послеаварийного режима работы сети являются: мощности потребителей и электростанций, заданные в таблице 2 и таблице 3; балансирующая подстанция и базисный узел, в котором задается напряжение в соответствии с данными таблицы 4 [3].

Карта послеаварийного режима работы сети представлена в Приложении С.



Потоки мощностей при отключении линий в сети представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Потоки мощностей при отключении линий

№ линии	Л1-2 цепь 1	Л1-2 цепь 2	Л2-3	Л2-5	Л3-ЭС-1 цепь 1
Л1-2 цепь 1		15,41+j16,32	7,76+j8,22	7,69+j5,51	7,72+j6,83
Л1-2 цепь 2	15,41+j16,32		7,76+j8,22	7,69+j5,51	7,72+j6,83
Л2-3	7,1+j5,62	7,1+j5,62		0,35+j0,75	7,68+j6,51
Л2-5	25,05+ j 9,08	25,05+ j 9,08	20,05+ j 4,32		25+j9,59
Л3-ЭС-1 цепь 1	25,24+j12,4	25,24+j12,4	25,21+ j12,16	25,29+j12,83	
Л3-ЭС-1 цепь 2	25,24+j12,4	25,24+j12,4	25,21+ j12,16	25,29+j12,83	49,56+j22,32
Л3-4	28,15+j13,09	28,15+j13,09	35,26+ j 20,87	35,36+j16,12	28,46+j14,2
Л2-7	2,28+j1,16	2,28+j1,16	0,92+ j 5,07	19,52+j5,21	2,25+j1,16
Л5-7	32,22+ j13,96	32,22+ j13,96	28,82+ j 9,99	50,57+j22,36	32,14+j14,1
Л4-5	10,15+j1,16	10,15+j1,16	3,43+ j 7,02	4,73+j1,91	9,98+j1,21
Л4-42	7,43+j3,44	7,43+j3,44	7,43+ j 3,44	7,41+j3,41	7,42+j3,43
Л41-42	1,28+j0,8	1,28+j0,8	1,28+j0,8	1,28+j0,8	1,28+j0,8
Л4-41	2,72+j1,36	2,72+j1,36	2,72+j1,36	2,72+j1,36	2,72+j1,36
ЛЭС-2-4	67,05+j37,95	67,05+j37,95	68,43+j42,26	69,23+j39,69	67,12+j38,03
ЛЭС-2-5	76,23+j42,65	76,23+j42,65	74,85+ j 38,34	74,05+j40,91	76,16+j42,57

ЛЗ-6 цепь 1	20,32+j12, 25	20,32+j12, 25	20,34+ j 12,47	20,29+j11, 93	20,3+j12,1
ЛЗ-6 цепь 2	20,32+j12, 25	20,32+j12, 25	20,34+ j 12,47	20,29+j11, 93	20,3+j12,1

Продолжение таблицы 12

№ линии	ЛЗ-ЭС-1 цепь 2	ЛЗ-4	Л2-7	Л5-7	Л4-5
Л1-2 цепь 1	7,72+j6,83	9,04+j9,7	7,28+j5,25	8,21+j6,43	7,28+j5,47
Л1-2 цепь 2	7,72+j6,83	9,04+j9,7	7,28+j5,25	8,21+j6,43	7,28+j5,47
Л2-3	7,68+j6,51	37,03+j23, 36	6,31+j4,36	0,27+j0,36	3,56+j4,98
Л2-5	25+j9,59	40,67+j16, 09	26,98+j9,2 9	48,38+j19, 24	23,26+j10, 21
ЛЗ-ЭС-1 цепь 1	49,56+j22, 32	25,2+j12,0 6	25,28+j12, 73	25,29+j12, 81	25,28+j12, 74
ЛЗ-ЭС-1 цепь 2		25,2+j12,0 6	25,28+j12, 73	25,29+j12, 81	25,28+j12, 74
ЛЗ-4	28,46+j14, 2		28,78+j12, 98	35,28+j16, 57	31,51+j12, 3
Л2-7	2,25+j1,16	13,75+j3,7 9		29,77+j16, 16	0,99+j0,71
Л5-7	32,14+j14, 1	44,38+j20, 32	29,83+j15, 9		30,83+j14, 43
Л4-5	9,98+j1,21	32,29+j6,9 3	9,99+j0,17	4,71+j2,27	
Л4-42	7,42+j3,43	7,41+j3,41	7,42+j3,42	7,41+j3,41	7,42+j3,42
Л41-42	1,28+j0,8	1,28+j0,8	1,28+j0,8	1,28+j0,8	1,28+j0,8
Л4-41	2,72+j1,36	2,72+j1,36	2,72+j1,36	2,72+j1,36	2,72+j1,36
ЛЭС-2-4	67,12+j38, 03	59,57+j29, 02	67,39+j37, 58	69,14+j39, 85	60,12+j36, 16

ЛЭС-2-5	76,16+j42, 57	83,71+j51, 58	75,89+j43, 02	74,14+j40, 75	83,16+j44, 44
ЛЗ-6 цепь 1	20,3+j12,1	20,35+j12, 56	20,3+j12	20,29+j11, 94	20,3+j12
ЛЗ-6 цепь 2	20,3+j12,1	20,35+j12, 56	20,3+j12	20,29+j11, 94	20,3+j12

Продолжение таблицы 12

№ линии	Л4-42	Л41-42	Л4-41	ЛЭС-2-4	ЛЭС-2-5
Л1-2 цепь 1	7,94+j6,12	7,29+j4,83	7,34+j4,96	10,14+j18, 52	10,51+j16, 31
Л1-2 цепь 2	7,94+j6,12	7,29+j4,83	7,34+j4,96	10,14+j18, 52	10,51+j16, 31
Л2-3	7,3+j4,87	6,9+j4,05	6,94+j4,13	20,78+j18, 32	5,86+j2,86
Л2-5	24,69+j9,4 4	25,17+j10, 37	25,13+j10, 28	30,5+j3,83	14,61-j2,6
ЛЗ-ЭС-1 цепь 1	25,28+j12, 69	25,28+j12, 74	25,28+j12, 74	25,2+j12,0 7	25,27+j12, 61
ЛЗ-ЭС-1 цепь 2	25,28+j12, 69	25,28+j12, 74	25,28+j12, 74	25,2+j12,0 7	25,27+j12, 61
ЛЗ-4	27,82+j12, 66	28,19+j13, 27	28,16+j13, 21	15,25+j2,9 7	40,99+j14, 97
Л2-7	2,02+j1,27	2,39+j0,57	2,35+j0,64	6,17+j5,36	5,5+j10,29
Л5-7	31,9+j13,9 6	32,28+j14, 66	32,25+j14, 59	36,26+j10, 48	24,14+j4,8 1
Л4-5	9,55+j1,41	10,36+j0,4 1	10,29+j0,5	42,17+j23, 66	69,54+j17, 74
Л4-42		6,08+j2,6	10,35+j5,0 1	7,47+j3,49	7,42+j3,42
Л41-42	6,25+j2,76		4+j2,16	1,28+j0,8	1,28+j0,8
Л4-41	10,25+j4,9 2	4+j2,16		2,72+j1,36	2,72+j1,36

ЛЭС-2-4	67,26+j38, 23	67,17+j37, 59	67,17+j37, 65		143,28+j80 ,6
ЛЭС-2-5	76,02+j42, 37	76,11+j43, 01	76,11+j42, 95	143,28+j80 ,6	
ЛЗ-6 цепь 1	20,3+j12,0 4	20,3+j12	20,3+j12	20,35+j12, 55	20,31+j12, 1
ЛЗ-6 цепь 2	20,3+j12,0 4	20,3+j12	20,3+j12	20,35+j12, 55	20,31+j12, 1

Окончание таблицы 12

№ линии	ЛЗ-6 цепь 1	ЛЗ-6 цепь 2
Л1-2 цепь 1	7,56+j6,19	7,56+j6,19
Л1-2 цепь 2	7,56+j6,19	7,56+j6,19
Л2-3	7,28+j5,74	7,28+j5,74
Л2-5	25,1+j9,84	25,1+j9,84
ЛЗ-ЭС-1 цепь 1	25,3+j12,68	25,3+j12,68
ЛЗ-ЭС-1 цепь 2	25,3+j12,68	25,3+j12,68
ЛЗ-4	28,31+j13,94	28,31+j13,94
Л2-7	2,33+j0,96	2,33+j0,96
Л5-7	32,22+j14,29	32,22+j14,29
Л4-5	10,16+j0,95	10,16+j0,95
Л4-42	7,42+j3,43	7,42+j3,43
Л41-42	1,28+j0,8	1,28+j0,8
Л4-41	2,72+j1,36	2,72+j1,36
ЛЭС-2-4	67,11+j37,88	67,11+j37,88
ЛЭС-2-5	76,17+j42,72	76,17+j42,72
ЛЗ-6 цепь		41,05+j26,18

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР

Лист

44

1		
ЛЗ-6 цепь 2	41,05+j26,18	

Длительно допустимые токи линий и рабочие токи, протекающие по ним представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Рабочие токи, протекающие по линиям и длительно допустимые токи

№ линии	$S_{\max}$ , МВА	$I_p$ , А	$I_{\text{длит. доп.}}$ , А
Л1-2	22,45	120,5	780
Л2-3	37,35	237,75	450
Л2-5	52,1	277,81	390
ЛЗ-ЭС-1	54,35	296	900
ЛЗ-4	43,63	237,18	450
Л2-7	33,87	181,72	390
Л5-7	55,29	276,91	390
Л4-5	70,8	364,46	330
Л4-42	11,5	201,51	265
Л41-42	6,83	140,41	210
Л4-41	11,37	233,35	210
ЛЭС-2-4	164,4	756,26	1420
ЛЭС-2-5	164,4	786,74	1420
ЛЗ-6	48,69	265,29	510

Исходя из данных полученных в таблице 13, следует, что реконструкция требуется реконструкция линий Л4-5, Л4-41.

Таблица 14 – Отклонения и уровни напряжения потребителей

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонения напряжения, %
п/ст 2	108,72	-1,16

п/ст 3	107,14	-2,6
п/ст 4	10,19	1,9
п/ст 41	32,06	-8,4
п/ст 42	32,33	-7,63
п/ст 5	112,56	2,33
п/ст 6	9,64	-3,6
п/ст 7	9,55	-4,5
Г1	10,56	5,6
Г 2x25	10,53	5,3

## 4 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ «СОЛНЕЧНАЯ»

### 4.1. Выбор схем распределительных устройств

На сторону ВН выберем схему 4Н с двумя блоками, с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

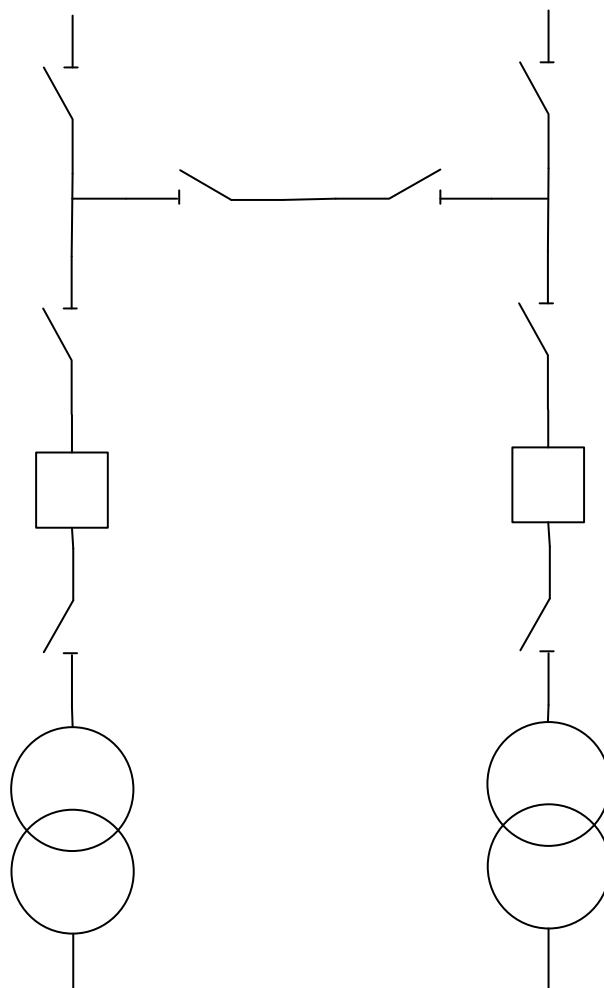


Рисунок 6 – Схема 4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

На сторону НН выберем две рабочие секционированные системы шин

Достоинства:

Те же самые, что и у РУ с двумя ССШ, но ещё ремонт выключателя без отключения присоединения.

Недостатки схемы:

					П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

- 1) необходима установка обходной ССШ, обходного выключателя и большого числа обходных разъединителей; разъединителей;
- 2) РУ конструктивно сложное и дорогое;
- 3) разъединители используются для ОП;
- 4) плохая наглядность.

#### 4.2. Расчет токов короткого замыкания

Определим расчетные токи короткого замыкания. Для этого составим расчетную схему.

Выберем точку трёхфазного короткого замыкания, при которой в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания.

Примем ЭДС системы  $E_* = 1$  о.е., реактанс системы  $X_{c*} = 0,035$ ,  $S_B = 100$  МВА.

Расчёт токов, при коротком замыкании на стороне ВН.

Ток трёхфазного короткого замыкания в относительны единицах  $I_{1*}$  будет равен:

$$I_{1*} = \frac{E_{c*}}{X_{c*}} = \frac{1}{0,035} = 28,57 \text{ о.е.} \quad (26)$$

Среднее номинальное напряжение короткого замыкания для напряжения 110 кВ  $U_{\text{ср.ном.кз}} = 115$  кВ

Ток трёхфазного короткого замыкания  $I_1^{(3)}$  будет равен:

$$I_1^{(3)} = I_{1*} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.кз}}} = 28,57 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 14,34 \text{ кА.} \quad (27)$$

«Система, связанная с шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными ЛЭП напряжением 110-220 кВ»

Периодическая составляющая времени  $T_{a1} = 0,02$  с;

Ударный коэффициент  $K_{y1} = 1,608$ .

Тогда ударный ток короткого замыкания на стороне ВН  $i_{y1}$ :

$$i_{y1} = K_y \cdot I_1^{(3)} = 1,608 \cdot 14,34 = 23,07 \text{ кА.} \quad (28)$$

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



Расчёт токов, при коротком замыкании на стороне ВН.

Рассмотрим схему замещения подстанции:

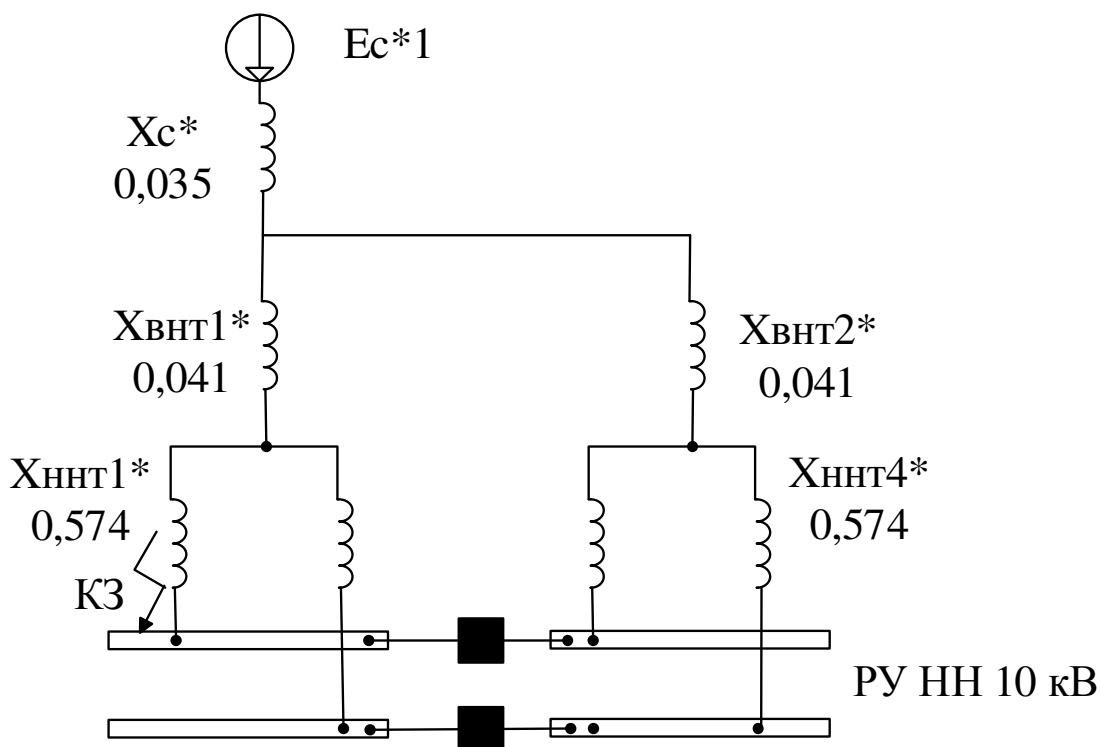


Рисунок 7 – Схема замещения подстанции

Напряжение короткого замыкания  $U_k = 10,5 \%$ .

Так как в данной работе используются два одинаковых трансформатора, их реактивное сопротивление одинаковое и в относительных единицах равно:

$$X_{внт1*} = X_{внт2*} = 0,125 \cdot \frac{U_k}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном.т}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{32 \cdot 10^6} = 0,041 \text{ о. е.}; \quad (29)$$

$$X_{ннт1*} = X_{ннт2*} = 1,75 \cdot \frac{U_k}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном.т}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{32 \cdot 10^6} = 0,574 \text{ о. е.} \quad (30)$$

Так как обмотки НН  $X_{ннт1*}$  и  $X_{ннт3*}$  параллельны друг другу и подключены к одной СШ, аналогичны им  $X_{ннт2*}$  и  $X_{ннт4*}$ , то для рассмотрения точки КЗ на стороне НН возьмём первую СШ.

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_{т1*} = X_{внт1*} + X_{ннт1*} = 0,041 + 0,574 = 0,615 \text{ о. е.} \quad (31)$$

Тогда промежуточная схема замещения будет выглядеть:

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

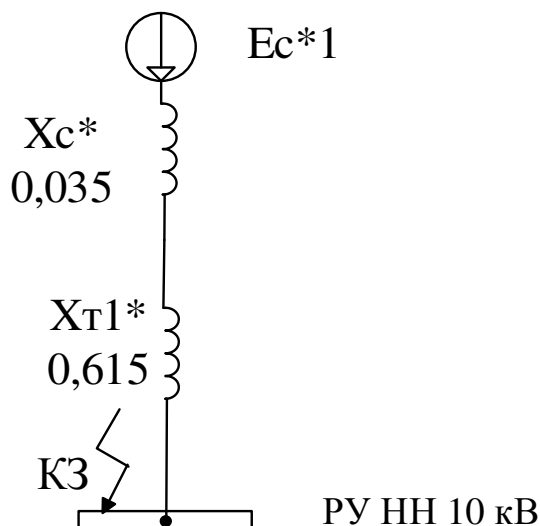


Рисунок 8 – Промежуточная схема замещения

Сложим последовательные реактивные сопротивления:

$$X_{0*} = X_{с*} + X_{T1*} = 0,035 + 0,615 = 0,65 \text{ о. е.} \quad (32)$$

Конечная схема замещения:

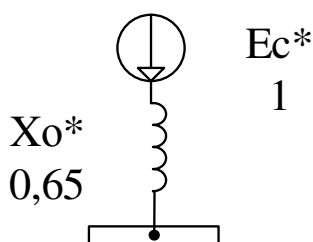


Рисунок 9 – Конечная схема замещения

Вычислим ток короткого замыкания на НН  $I_{2*}$  в относительных единицах:

$$I_{2*} = \frac{E_{с*}}{X_{0*}} = \frac{1}{0,65} = 1,54 \text{ о. е.} \quad (33)$$

Среднее номинальное напряжение короткого замыкания для напряжения 10 кВ  $U_{\text{ср.ном.кз}} = 10,5 \text{ кВ}$

Ток трёхфазного короткого замыкания  $I_2^{(3)}$  будет равен:

$$I_2^{(3)} = I_{2*} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.кз}}} = 1,54 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 8,47 \text{ кА.} \quad (34)$$

«Система, связанная со сборными шинами 6 - 10 кВ через трансформаторы единой мощностью 5,6 – 32 МВА»

Периодическая составляющая времени  $T_{a2} = 0,04 \text{ с;}$

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Ударный коэффициент  $K_{y2} = 1,77$ .

Тогда ударный ток короткого замыкания  $i_{y2}$  на стороне НН:

$$i_{y2} = K_y \cdot I_2^{(3)} = 1,77 \cdot 8,47 = 15 \text{ кА.} \quad (35)$$

#### 4.3. Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, изоляторов, средств контроля измерений

##### 4.3.1 Выбор выключателей и разъединителей на РУ ВН

На стороне ВН к установке принимаем элегазовый выключатель, так как масляные выключатели морально устарели, а воздушные нецелесообразно ставить на низкое напряжение.

Выберем элегазовый баковый выключатель ВГБУ–110 У1.

Ток динамической стойкости выключателя  $I_{дин1} = 40 \text{ кА}$ .

Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид

$$i_{уд1} \leq I_{дин1}; \quad (36)$$

$$23,07 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Выключатель подходит по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость.

Собственное время отключения выключателя  $t_{с.в1}=0,035 \text{ с}$ .

Полное время отключения  $t_{полн1}=0,06 \text{ с}$ .

Примем время срабатывания релейной защиты  $t_{рзамин}=0,01 \text{ с}$  и выдержку времени релейной защиты  $t_{рза} = 0,1 \text{ с}$ .

Тогда расчетное время отключения  $\tau_1$ :

$$\tau_1 = t_{рзамин} + t_{с.в1} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.} \quad (37)$$

Время отключения выключателя  $t_{откл}$ :

$$t_{откл} = t_{рза} + t_{полн1} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с.} \quad (38)$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания  $i_{ат1}$ :

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot I_1 \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 14,34 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 2,14 \text{ кА.} \quad (39)$$

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

Номинальный ток термической стойкости аппарата  $I_{\text{тер}} = 40 \text{ кА}$ .

Номинальное время термической стойкости аппарата  $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$ .

Импульс квадратичного тока короткого замыкания  $B_{\text{к}}$ :

$$B_{\text{к}} = I_1^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{a1}) = 14,34^2 \cdot (0,16 + 0,02) = 37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (40)$$

Условие термической стойкости выключателя:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (41)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель подходит по термической стойкости.

Выберем двухколонковый разъединитель с замыкающими ножами РДЗ–110-2000Н.УХЛ1 с приводами, которые приводятся в действие вручную, типа ПРГ–2Б УХЛ1.

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Разъединитель подходит по термической стойкости.

#### 4.3.2 Выбор выключателей на стороне НН

На сторону НН целесообразно устанавливать вакуумные выключатели, установленные в шкафы КРУ.

Выберем вакуумный выключатель ВВ/TEL 10-12,5/1000 E2.

Ток динамической стойкости выключателя  $I_{\text{дин2}} = 32 \text{ кА}$ .

Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид:

$$i_{\text{уд2}} \leq I_{\text{дин2}}; \quad (42)$$

$$15 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

Выключатель подходит по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость.

Собственное время отключения выключателя  $t_{\text{с.в2}} = 0,015 \text{ с}$ .

Полное время отключения  $t_{\text{полн2}} = 0,025 \text{ с}$ .

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Тогда расчетное время отключения  $\tau_2$ :

$$\tau_2 = \tau_{\text{рзамин}} + \tau_{\text{с.в2}} = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с.} \quad (43)$$

Время отключения выключателя  $t_{\text{откл2}}$ :

$$t_{\text{откл2}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{полн2}} = 0,1 + 0,025 = 0,125 \text{ с.} \quad (44)$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания  $i_{\text{ат2}}$ :

$$i_{\text{ат2}} = \sqrt{2} \cdot I_2 \cdot e^{-\frac{\tau_2}{T_{\text{a2}}}} = \sqrt{2} \cdot 8,47 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,04}} = 6,4 \text{ кА.} \quad (45)$$

Номинальный ток термической стойкости аппарата  $I_{\text{тер}} = 12,5 \text{ кА}$ .

Номинальное время термической стойкости аппарата  $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$ .

Импульс квадратичного тока короткого замыкания  $V_{\text{к}}$ :

$$V_{\text{к}} = I_2^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{a2}}) = 8,47^2 \cdot (0,125 + 0,04) = 11,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (46)$$

Условие термической стойкости выключателя:

$$V_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$11,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

#### 4.3.3 Выбор контрольно-измерительных приборы

Применим многофункциональные приборы, работающие на:

Линии 10 кВ в качестве амперметра, расчетных счетчиков активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

Линии 110 кВ в качестве амперметра, ваттметра, варметра, фиксирующего прибора, используемого для определения места КЗ, расчетных счетчиков активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. Причём, для линий с пофазным управлением устанавливается три амперметра, а на линиях с двусторонним питанием ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, два счетчика активной энергии со стопорами.

Цепи понизительного трансформатора в качестве амперметра, ваттметра, варметра, счетчиков активной и реактивной энергии.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Сборных шинах 110 кВ в качестве вольтметра с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующего вольтметра; осциллографа на транзитных подстанциях, фиксирующего прибора.

Сборных шины 10 кВ в качестве вольтметра для измерения междуфазного напряжения и вольтметра с переключением для измерения трех фазных напряжений.

Цепи секционного или шиносоединительного выключателя в качестве амперметра.

На стороне ВН установлен баковый элегазовый выключатель со встроенными трансформаторами тока, вторичный ток которого  $I_2 = 5$  А.

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов, остальные предназначены для релейной защиты. Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке.

Во вторичную обмотку трансформатора подключен многофункциональный прибор PowerLogic, серии PM8000, мощность потребления которого  $S_{\text{приб1}} = 18$  ВА

Общее сопротивление приборов  $r_{2\text{приб1}}$ :

$$r_{2\text{приб1}} = \frac{S_{\text{приб1}}}{I_2^2} = \frac{18}{5^2} = 0,72 \text{ Ом.} \quad (47)$$

Номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5  $z_{2\text{ном1}} = 1,2$  Ом.

Примем сопротивление контактов  $r_k = 0,05$  Ом, поскольку число приборов меньше 3.

Сопротивления проводов  $r_{2\text{пров}}$ :

$$r_{2\text{пров}} = z_{2\text{ном1}} - r_{2\text{приб1}} - r_k = 1,2 - 0,72 - 0,05 = 0,43 \text{ Ом.} \quad (48)$$

В качестве соединительных проводов применяем провода с медными жилами, удельное сопротивление которых  $\rho = 0,0175$  Ом·мм<sup>2</sup>/м. Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ примем равной  $l_{\text{расч}} = 85$ м, тогда сечение  $q_1$ :

$$q_1 = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч1}}}{r_{2\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 85}{0,43} = 3,5 \text{ мм}^2. \quad (49)$$

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

#### 4.3.4 Выбор трансформаторов тока на стороне НН

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

Выберем проходной трансформатор тока с литой изоляцией ТПЛ–10 У3, с номинальным током  $I_{\text{ном}} = 150\text{А}$ .

Кратность номинального тока электродинамической стойкости  $K_{\text{дин}} = 250$ .

Ток динамической стойкости трансформатора

$$I_{\text{динтт}} = K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} = 250 \cdot \sqrt{2} \cdot 150 = 53 \text{ кА}. \quad (50)$$

Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид:

$$i_{\text{уд2}} \leq I_{\text{динтт}}; \quad (51)$$

$$8,47 \text{ кА} \leq 53 \text{ кА}.$$

Кратность номинального тока термической стойкости  $K_{\text{тер}} = 45/3$ .

Условие термической стойкости трансформатора:

$$B_{\text{к}} \leq (K_{\text{тер}} \cdot I_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (52)$$

$$(K_{\text{тер}} \cdot I_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = \left(\frac{45}{3} \cdot 12,5\right)^2 \cdot 3 = 105,468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$11,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 105,468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов, остальные предназначены для релейной защиты. Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке.

Во вторичную обмотку трансформатора подключен многофункциональный прибор EasyLogic, серии PM2000, мощность потребления которого  $S_{\text{приб2}} = 6 \text{ ВА}$

Общее сопротивление приборов  $r_{2\text{приб2}}$ :

$$r_{2\text{приб2}} = \frac{S_{\text{приб2}}}{I_2^2} = \frac{18}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}. \quad (53)$$

Номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5  $Z_{2\text{ном2}} = 0,4 \text{ Ом}$ .

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

Примем сопротивление контактов  $r_k = 0,05$  Ом, поскольку число приборов меньше 3.

Сопротивления проводов  $r_{2\text{пров}}$ :

$$r_{2\text{пров}} = z_{2\text{ном2}} - r_{2\text{приб2}} - r_{2к} = 0,4 - 0,24 - 0,05 = 0,11 \text{ Ом.} \quad (54)$$

В качестве соединительных проводов применяем провода с медными жилами, удельное сопротивление которых  $\rho = 0,0175$  Ом·мм<sup>2</sup>/м. Приблизительная длина кабеля для РУ 10 кВ примем равной  $l_{\text{расч2}} = 6$  м, тогда сечение  $q_2$ :

$$q_2 = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч2}}}{r_{2\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,11} = 0,95 \text{ мм}^2. \quad (55)$$

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил, поэтому примем  $q_2 = 2,5$  мм<sup>2</sup>.

Таблица 15 – Выбор трансформаторов тока на стороне НН

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 10$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
$i_{\text{уд2}} = 8,47$ кА	$I_{\text{динтт}} = 53$ кА
$B_k = 11,83$ кА <sup>2</sup> ·с	$(K_{\text{тер}} \cdot I_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 105,468$ кА <sup>2</sup> ·с

#### 4.3.5 Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке. Трансформаторы напряжения питаются от сборных шин РУ.

Выберем газонаполненный заземляемый однофазный трансформатор напряжения ЗНОГ–110–79 УЗ.

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



#### 4.3.6 Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН

Выберем трансформатор напряжения антирезонансный НАМИ-10 с контролем изоляции сети.

#### 4.3.7 Выбор токоведущих частей

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Для нашего случая необходимо выполнить только проверку по допустимому току в утяжелённом режиме.

Ток сборных шин в нормальном режиме  $I_{\text{норм.шин}}$ :

$$I_{\text{норм.шин}} = I_{\text{норм.вв}} = 118 \text{ А.} \quad (56)$$

Ток сборных шин послеаварийном режиме  $I_{\text{утяж.шин}}$ :

$$I_{\text{утяж.шин}} = I_{\text{утяж}} = 236 \text{ А.} \quad (57)$$

Выбираем провод марки АС-185/29 с длительно допустимым током  $I_{\text{дд}} = 510 \text{ А}$ .

Линия трансформатора на стороне ВН:

Ток на стороне ВН трансформатора в нормальном режиме  $I_{\text{норм.твн}}$ :

$$I_{\text{норм.твн}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{45 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 118 \text{ А.} \quad (58)$$

Ток на стороне ВН трансформатора в утяжелённом режиме  $I_{\text{утяж.твн}}$ :

$$I_{\text{утяж.твн}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{45 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 236 \text{ А.} \quad (59)$$

Выбираем провод марки АС-185/29 с длительно допустимым током  $I_{\text{дд}} = 510 \text{ А}$ .

Распределительное устройство на напряжении 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов комплектных распределительных устройств наружной установки КРУ D-12Р. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

#### 4.3.8 Выбор изоляторов

Выбираем подвесные стеклянные изоляторы марки ПС-70Е. В гирлянде на напряжение 110 кВ устанавливаем по 8 изоляторов.

#### 4.4. Разработка схемы питания собственных нужд

##### 4.4.1 Определение мощностей потребителей собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; компрессорные установки; освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения. Наиболее ответственные потребители – оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

Таблица 16 – Потребители собственных нужд подстанций

Вид потребителя	Мощность, кВт	Количество, шт
Охлаждение силовых трансформаторов ТРДН-32000/110	3	2
Подогрев выключателей и приводов (на три полюса)	4,8+1,32	2
Подогрев разъединителей	0,6	8
Подогрев шкафов КРУ	1	20
ЗРУ	5	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	60	1
Здание разъездного персонала	5,5	1
Освещение ОРУ	5	1

Маслохозяйство	30	1
Подзарядно-зарядный агрегат ВЗП	52,4	1
Итого:	200,94	

Расчетная активная мощность потребителей собственных нужд  $P_{сн} = 198,9$  кВт.

Примем коэффициент, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки  $K_c = 0,8$  и  $\cos\varphi = 0,85$ .

Тогда расчетная полная мощность потребителей собственных нужд  $S_{сн}$ :

$$S_{сн} = K_c \cdot \frac{P_{сн}}{\cos\varphi} = 0,8 \cdot \frac{200,94}{0,85} = 189,12 \text{ кВА.} \quad (60)$$

#### 4.4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Так как на НН две одиночные секционированные системы шин, то требуется установить два трансформатора собственных нужд.

Выберем трансформатор ТМ-100/10 с напряжением на низкой стороне 0,4кВ

#### 4.4.3 Выбор схемы питания потребителей собственных нужд

На подстанциях с оперативным постоянным током трансформаторы собственных нужд присоединяют к шинам 10 кВ. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

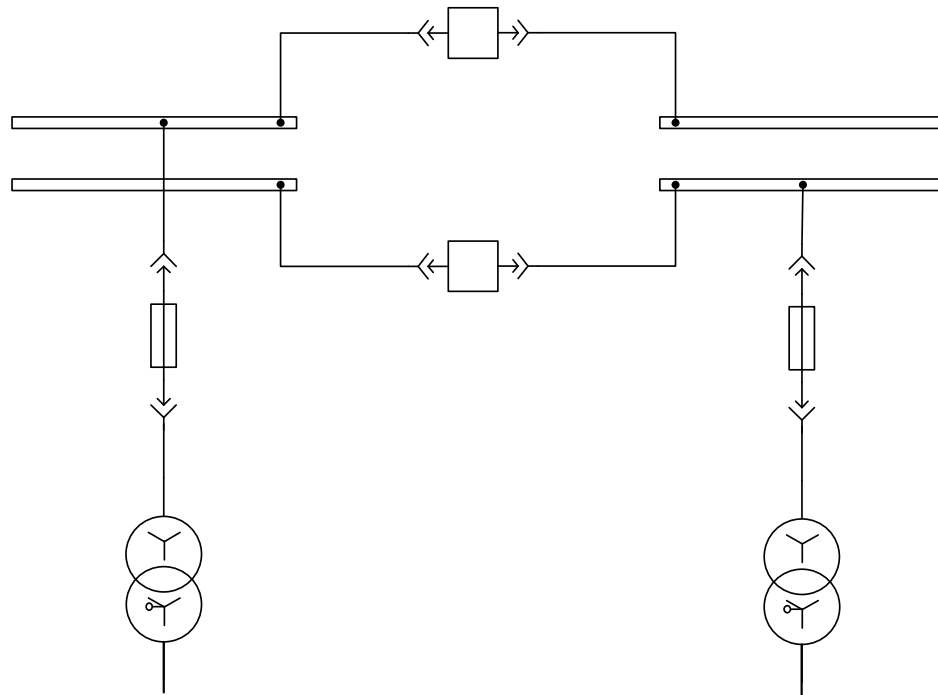


Рисунок 10 – Схема питания потребителей собственных нужд

#### 4.5. Выбор опор для ВЛ 110 кВ

Таблица 17 – Параметры выбранных промежуточной и анкерной опор [7]

Тип и условное обозначение	Расчётные условия		Расчётные пролёты, м			Расход материалов бетона, м <sup>3</sup> стали, кг
	провод	Район по гололёду	Габаритный	Ветровой	Весовой	
Промежуточная двухцепная свободностоящая ПБ110-8	АС-185/29	III	235	250	295	$\frac{2,52}{484}$
Анкерная угловая двухцепная свободностоящая на стойках диаметром 800 мм УБ110-2	АС-185/29	III	-	-	-	$\frac{3,68}{899}$

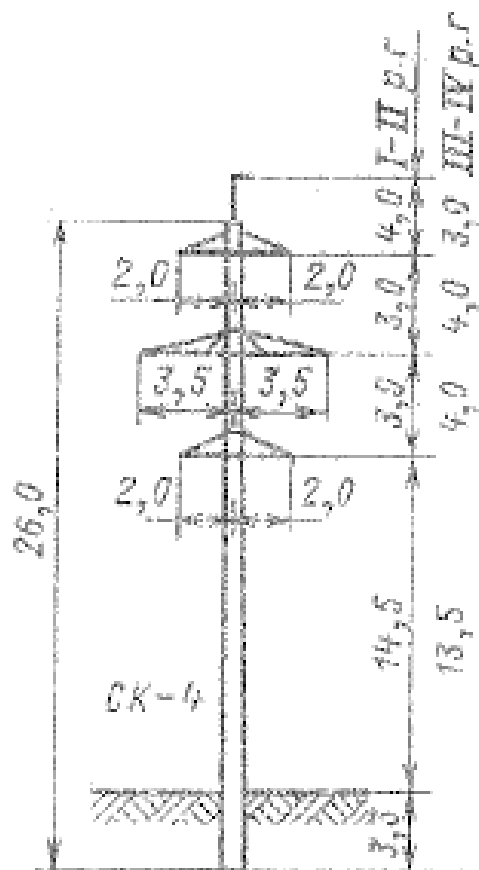


Рисунок 11 – Промежуточная двухцепная свободностоящая опора ПБ110-8

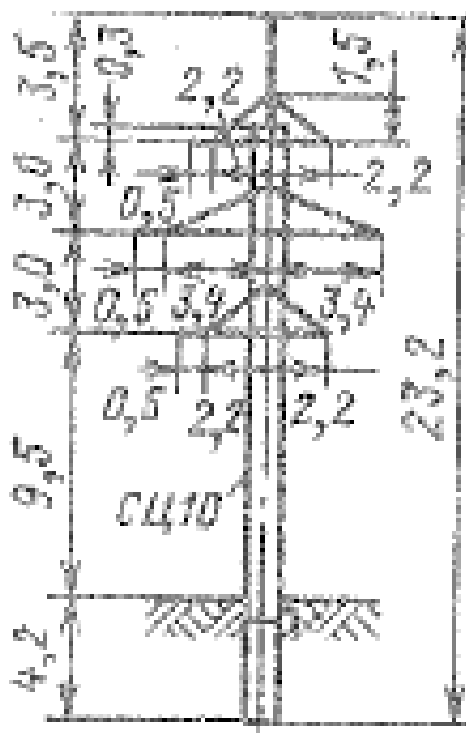


Рисунок 12 – Анкерная угловая двухцепная свободностоящая на стойках диаметром 800 мм опора УБ110-2

					П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

## 5 ПРИМЕНЕНИЕ РЕКЛОУЗЕРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

### 5.1 Определение и принцип работы реклоузера

Реклоузер — устройство автоматического управления и защиты воздушных ЛЭП на основе вакуумных выключателей под управлением специализированного микропроцессора. Помимо защитных и противоаварийных функций защиты воздушных линий передач дополнительно могут выполнять функции мониторинга и учёта характеристик и параметров электросетей. В рамках общей классификации устройств энергетики реклоузеры относятся к КРУН (комплектным распределительным устройствам наружной установки).



Рисунок 13 – Реклоузер на ВЛ 10 кВ

При помощи реклоузеров воздушные ЛЭП делятся на отдельные участки, в каждом из которых устанавливается интеллектуальное устройство, в реальном времени анализирующее параметры работы сети и при необходимости выполняющее её реконфигурацию (производится локализация повреждённого участка и автоматическое восстановление электроснабжения потребителей на неповреждённых участках) согласно программно установленному алгоритму. При этом исключается необходимость дистанционного поиска повреждения и его устранения — всё это выполняется по месту работы реклоузера посредством микропроцессорного контроля.

### 5.2 Основные особенности реклоузеров

1. Реклоузеры имеют достаточно компактные размеры и устанавливаются чаще всего непосредственно на опорах ЛЭП, поэтому не нуждаются в монтаже дополнительных фундаментов и ограждений;

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

2. Не требуют обслуживания, что даёт возможность наладить стабильную работу сети без необходимости вмешательства людей. Это особенно актуально для труднодоступных или удалённых районов;
3. Помимо защитных функций микропроцессор реклоузера может выполнять несколько попыток восстановления передачи электроэнергии через аварийные участки, а при неудаче отправлять уведомлению оператору.

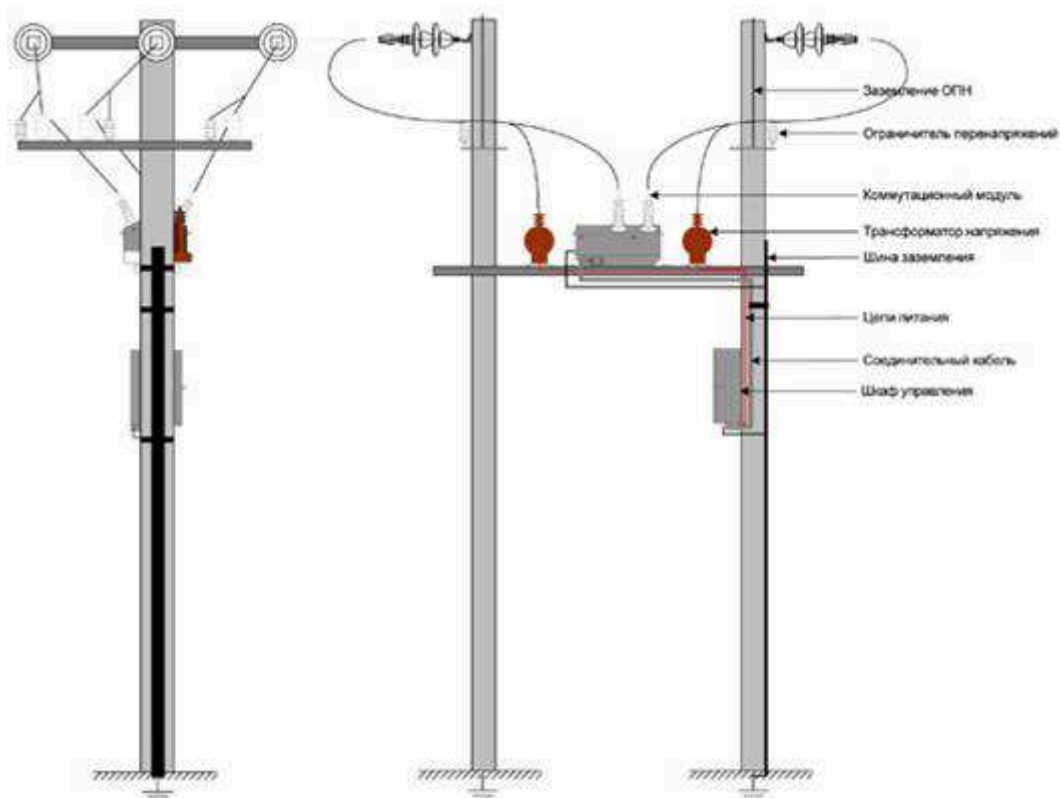


Рисунок 14 – Расположение реклоузера на опоре ВЛ

### 5.3. Основные функции реклоузеров

1. Осуществление штатных переключений в сетях распределения (местная и дистанционная конфигурация сетей);
2. Интеграция в системы дистанционного контроля и учёта (телемеханика);
3. Автоматическая регистрация характеристик и параметров работы сети;
4. Автоматическое отключение участков с повреждениями;

5. Автоматическое восстановление электропередачи неповреждённых участков сети;
6. Повторное включение повреждённых участков в автоматическом режиме.

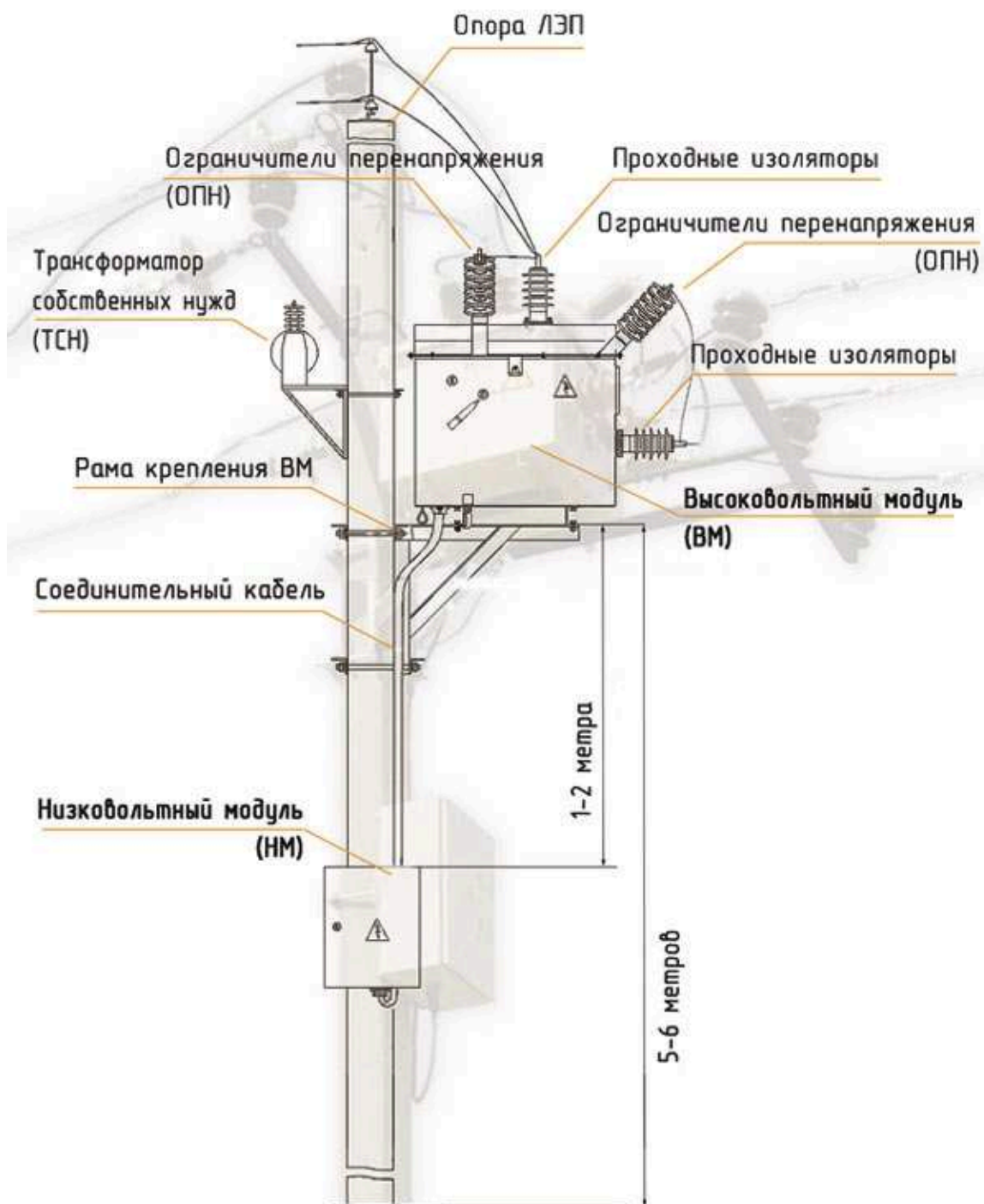


Рисунок 15 – Конструкция реклоузера на опоре ВЛ



Благодаря наличию интеллектуального процессора, использование реклоузеров даёт возможность реализовать автономную защиту с повторным включением аварийных участков цепи переменного тока.

Главное достоинство — эти устройства не требуют участия человека и могут заменить в сетях до 35 кВ станции секционирования, требующие обслуживания обученным персоналом.

Благодаря наличию реклоузера электрическая сеть может в полностью автономном режиме правильно реагировать на внешние воздействия.

Например, устройство при повреждении какого-либо участка сети отключает его и распределяет нагрузку по другим линиям так, чтобы полностью сохранить энергоснабжение других потребителей.

Помимо этого, пострадавшие потребители за несколько секунд могут быть подключены к другим — альтернативным источникам электропитания, благодаря чему достигается высокая надёжность энергоснабжения. Высокая скорость реагирования — это главное достоинство децентрализованной распределённой системы защиты и мониторинга электросетей.



Рисунок 15 – Устройство реклоузера

#### 5.4. Классификация реклоузеров

В зависимости от рабочего напряжения выделяют реклоузеры 6, 10, 35 кВ.

Устройства принято разделять по стране и компании-производителю. Основные производители:

- Wipac & Martin (Англия);
- NuLec Industries (Австралия);
- Таврида Электрик (Россия);
- Cooper Power Systems (США).

По типу используемой релейной защиты выделяют реклоузеры с поддержкой следующих принципов работы:

- защита минимального напряжения;
- предотвращение однофазных замыканий на землю;
- токовая отсечка;
- двухступенчатая максимальная токовая защита;
- АПВ.

По типу исполнения реклоузеры бывают открытыми, закрытыми, в климатическом исполнении.

Основные преимущества использования реклоузеров:

- минимальное обслуживание;
- возможность оперативной оптимизации работы электросети;
- простота монтажа, эксплуатации;
- низкие затраты на обслуживание;
- возможность передачи данных оператору посредством современных методов (например, при помощи GSM-связи);
- повышение надёжности энергоснабжения, высокая скорость реагирования на нештатные режимы работы сети.

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была проанализирована исходная схема электрической сети. Проанализирована сеть энергосистемы, рассчитаны режимы максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийный режим.

Из намеченных вариантов развития сети, после проведения анализа и сравнения, методом экономического сравнения по укрупненным показателям был выбран самый рациональный вариант перспективного развития исходной электрической сети.

К исходной сети были подключены новые потребители и генерируемые мощности. ЭС-2 была подключена к 4 и 5 подстанции, подстанция «Солнечная» подключена по двухцепной линии к подстанции 3, подстанция 7 была подключена к подстанции 5 и 2. Была разработана новая подстанция и выбрано оборудование: трансформатор ТРДН-32000/110; выключатели ВГБУ–110 У1; разъединители РДЗ–110-2000Н.УХЛ1. Выполнен выбор опор ВЛ 110 кВ.

Были рассмотрены реклоузеры, их принцип работы, основные особенности, функции и классификация

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

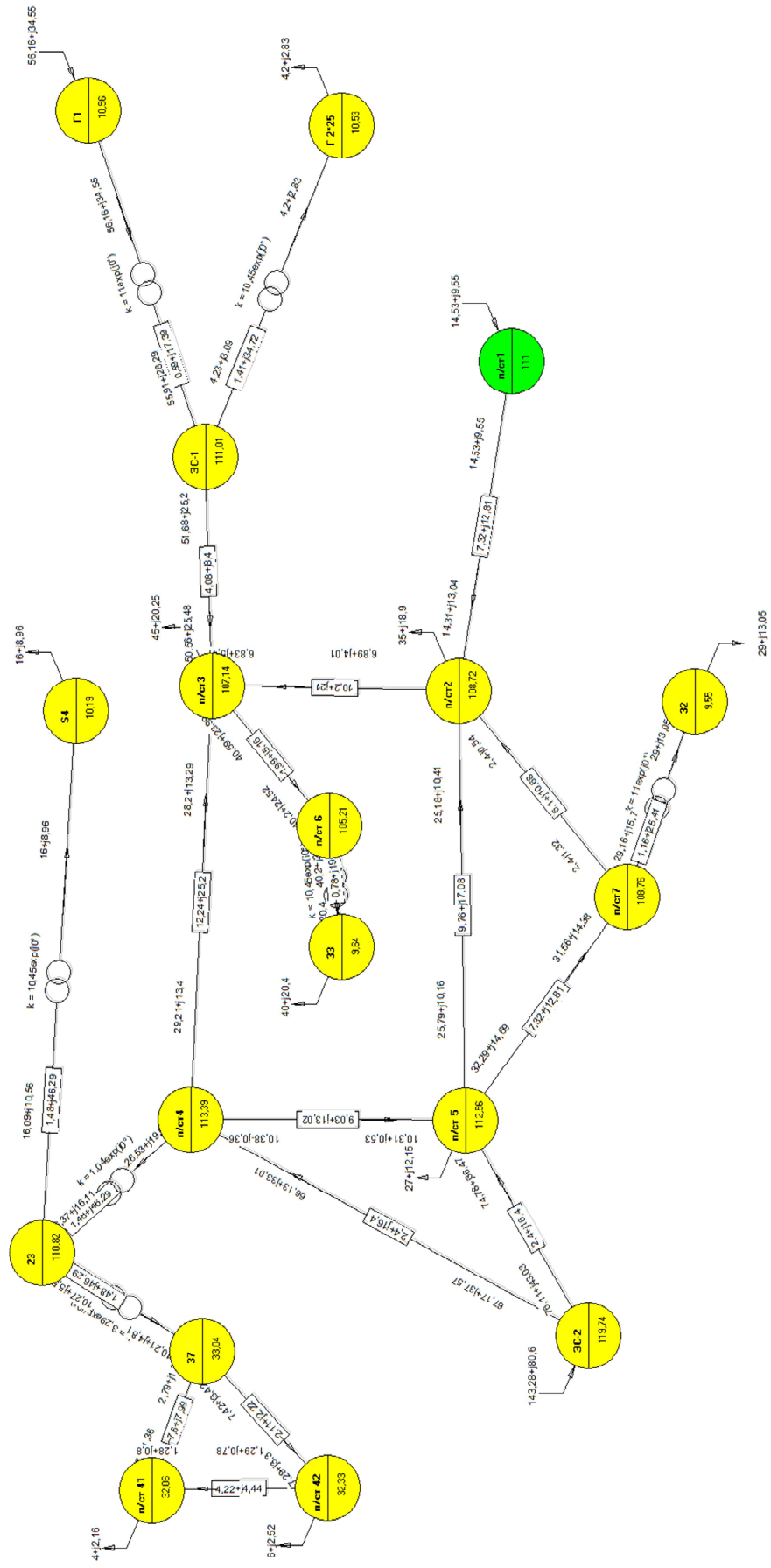
1. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.
2. СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / Т. И. Парубочая, Н. В. Сырейщикова, В. И. Гузеев, Л. В. Винокурова. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008.
3. Коржов, А. В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие по курсовому проектированию/А. В. Коржов – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2012.
4. Гайсаров, Р. В. Проектирование электрических станций и подстанций: Методические указания к курсовому проекту / Р. В. Гайсаров, А. В. Коржов, Л. А. Лежнева, И. Т. Лисовская. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2005.
5. Гайсаров, Р. В. Выбор электрической аппаратуры токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская. – Челябинск, Издательство ЮУрГУ, 2002.
6. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, И. М. Шапиро, под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009.
7. Баумштейн И.А., Бажанов С.А. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 768 с.
8. <https://pue8.ru/elektricheskie-seti/652-reklouzery-primeneniye-dostoinstva-i-nedostatki-raznovidnosti.html>
9. <http://planetcalc.ru/250>

					<b>П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68





# ПРИЛОЖЕНИЕ С



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2019.236 ПЗ ВКР