

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,

начальник службы РЗА

_____/А.С. Зайцев

«__»_____2019г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой,

профессор, д.т.н.

_____/И.М. Кирпичникова

«__»_____2019г.

РАЗВИТИЕ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ
С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕМЕНТОВ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2019.231.ПЗ ВКР

Руководитель проекта,
профессор, к.т.н.

_____/М.Е. Гольдштейн

«__»_____2019г.

Автор работы

студент группы П-471

_____/Д.А. Стребков

«__»_____2019г.

Нормоконтролер,
доцент, к.т.н.

_____/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/
«____» _____ 201_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Стребкова Дмитрия Александровича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы

Развитие районной электрической сети 110 кВ с применением элементов силовой электроники

утверждена приказом по университету от _____ 201_ г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы 10.06.2019 г.

3. Исходные данные к работе

1) Схема проектируемой сети 110/35 кВ

2) Длины линий

3) Нагрузки в узлах

4) Генерация в узле ЭС-II

5) Напряжение в базисном узле

6) Климатические условия

7) Категория надежности потребителей и число часов использования максимума нагрузки

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

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ

1.1 Действующее оборудование и его параметры

1.2 Характеристики основного электрооборудования

1.3 Оценка балансов мощностей в существующей сети

1.4 Проверка состояния действующего оборудования сети

2 РАЗВИТИЕ СЕТИ 110 КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ

2.1 Оценка баланса мощностей с учетом новых объектов

2.2 Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ ЭС-II

2.3 Выбор новых и замена старых трансформаторов

2.4 Выбор конфигурации сети 110 кВ

2.5 Выбор сечения проводов ВЛЭП

2.6 Расчет длины трассы от точки «врезки» до подстанции №7

2.7 Выбор варианта развития сети по укрупненным технико-экономическим показателям

2.8 Выбор оборудования на проектируемую подстанцию №6

3 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 110/35 КВ

3.1 Режим максимальных нагрузок

3.2 Режим минимальных нагрузок

3.3 Послеаварийный режим

4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1 Шунтирующий реактор

4.2 Управляемый шунтирующий реактор

4.3 Статический тиристорный компенсатор

4.4 Статический синхронный компенсатор

4.5 Применение компенсаторов реактивной мощности

4.6 Выбор отпайки РПН

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

Чертеж «Электрическая схема сети 110/35 кВ»

Чертеж «Варианты развития сети 110/35 кВ»

Чертеж «Главная схема электрических соединений подстанции 110/10 кВ «Мирная»

Плакат «Карта режимов сети 110/35 кВ»

Плакат «Компенсаторы реактивной мощности»

Всего 5 листов

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

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

7. Дата выдачи задания _____ 12.10.2018 г. _____

Руководитель _____

(подпись)

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ электрической сети	12.02.19	
Развитие сети 110 кВ с вводом новых объектов	26.02.19	
Расчет режимов сетей 110/35 кВ	12.03.19	
Обеспечение качества электроэнергии	09.04.19	
Работа с чертежами	21.05.19	
Оформление работы	28.05.19	

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /М.Е. Гольдштейн/

Студент _____ /Д.А. Стребков/

АННОТАЦИЯ

Стребков Д.А. Развитие районной электрической сети 110 кВ с применением элементов силовой электроники. – Челябинск: ЮУрГУ, П-471, 2019. – 84 с., 37 ил., 26 табл., библиогр. список – 13 наим., 3 л. чертежей ф. А1, 2 л. плакатов ф. А1.

В выпускной квалификационной работе выполнено развитие и реконструкция действующей сети 110/35 кВ. Проводится анализ состояния сети, проверка действующего оборудования, оценка баланса мощности, выбор нового электрооборудования на новые объекты сети, а также взамен старого оборудования. Производится расчет возможных режимов сети, обеспечения качества электроэнергии для потребителей. Описывается проблема дефицита или избытка реактивной мощности в энергосистеме и методы решения данной проблемы. Приводится информация по высоковольтному электрооборудованию энергосистемы, которое используется в качестве компенсатора реактивной мощности. Производится выбор опор новых линий электропередач с учетом данных о климатических условиях.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Стребков Д.А.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Гольдштейн М.Е.</i>				5	84	
<i>Н. Контр.</i>	<i>Горшков К.Е.</i>				ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Утверд.</i>	<i>Горшков К.Е.</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ	8
1.1 Действующие нагрузки и параметры элементов сети.....	8
1.2 Параметры основного электрооборудования.....	10
1.3 Оценка балансов мощностей в существующей сети.....	13
1.4 Проверка состояния действующего оборудования сети.....	17
2 РАЗВИТИЕ СЕТИ 110 КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ	23
2.1 Оценка баланса мощностей с учетом новых объектов	23
2.2 Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ ЭС-II.....	25
2.3 Выбор новых и замена старых трансформаторов.....	26
2.4 Выбор конфигурации сети 110 кВ.....	29
2.5 Выбор сечения проводов ВЛЭП.....	30
2.6 Расчет длины трассы от точки «врезки» до подстанции №7	32
2.7 Выбор варианта развития сети по укрупненным технико-экономическим показателям.....	34
2.8 Выбор оборудования на проектируемую подстанцию №6	38
3 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 110/35 КВ.....	51
3.1 Режим максимальных нагрузок	51
3.2 Режим минимальных нагрузок	54
3.3 Послеаварийный режим	56
4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	61
4.1 Шунтирующий реактор	61
4.2 Управляемый шунтирующий реактор	63
4.3 Статический тиристорный компенсатор	66
4.4 Статический синхронный компенсатор	68
4.5 Применение компенсаторов реактивной мощности	73
4.6 Выбор отпайки РПН	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	79
ПРИЛОЖЕНИЕ	81

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

ВВЕДЕНИЕ

Развитие электрических сетей – один из важнейших показателей уровня электроэнергетики всей страны. Развитие затрагивает основные объекты электроэнергетики – электростанции, линии электропередач и подстанции.

Электростанции производят электроэнергию и передают ее потребителям, передача осуществляется по линиям электропередач до подстанций, а на подстанции энергия преобразуется, распределяется и доходит до потребителя в необходимой форме.

Сети 110 кВ – самые разветвленные сети из класса высокого напряжения, именно поэтому им стоит уделять особое внимание. С этой целью в данной работе рассматривается сеть 110 кВ.

Развитие и реконструкция сети 110/35 кВ необходимы, поскольку появляются новые потребители, а действующие электростанции уже не справляются с необходимой нагрузкой, старые линии уже перегружаются, а это приводит к увеличению потерь электроэнергии.

Во время реконструкции сети можно учесть тот фактор, что сеть будет расширяться, а, следовательно, установить необходимое оборудование для обеспечения уровня и качества напряжения в узлах сети и у потребителя 10 кВ.

Поэтому на рассмотрение вопроса о развитии сети принимается сеть 110 кВ с подробным описанием порядка действий:

- 1) анализ сети;
- 2) варианты развития сети;
- 3) реконструкция сети;
- 4) расчет режимов сети;
- 5) дополнительные меры по обеспечению качества электроснабжения.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ

1.1 Действующие нагрузки и параметры элементов сети

1.1.1 Подстанции

Для каждой подстанции задана активная мощность и тангенс угла φ , чтобы найти реактивную мощность для каждой подстанции, воспользуемся следующей формулой:

$$Q_n = P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi_n, \quad (1.1)$$

где Q_n – реактивная мощность n -ой подстанции, МВАр;

P_n – активная мощность n -ой подстанции, МВт;

$\operatorname{tg}\varphi_n$ – тангенс угла φ n -ой подстанции.

Представим сводную таблицу по подстанциям в существующей сети, с учетом их нагрузок и наличием трансформаторов, все значения мощностей запишем в комплексной форме.

Таблица 1 – Действующие подстанции

Подстанция	Нагрузка			Силовые трансформаторы
	ВН	СН	НН	
1	–	–	–	–
2	$35+j18,9$	–	–	–
3	$43+j21,93$	–	–	–
4	–	–	$15+j8,4$	2×ТМТН-6,3/110
41	$5+j2,7$	–	–	–
42	$7+j3,36$	–	–	–
5	$22+j11,22$	–	–	–

1.1.2 Электростанции

Представим сводную таблицу по электростанциям в существующей сети, с учетом их мощностей генерации и наличием трансформаторов.

Поскольку в исходных данных не приводится коэффициент мощности для генераторов, то примем, что генераторы на электростанциях работают с номинальным коэффициентом мощности: $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,85$.

Тогда реактивная мощность, которую вырабатывают генераторы, будет определяться по формуле:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}} = P_{\Gamma} \cdot \frac{\sin \varphi_{\text{НОМ}}}{\cos \varphi_{\text{НОМ}}} = P_{\Gamma} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}}}{\cos \varphi_{\text{НОМ}}} = P_{\Gamma} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}} - 1} = \quad (1.2)$$

$$= P_{\Gamma} \cdot 0,62,$$

где Q_{Γ} – реактивная мощность, которую вырабатывает генератор, МВАр;

P_{Γ} – активная мощность, которую вырабатывает генератор, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}}$ – тангенс угла φ номинальный для генератора;

$\sin \varphi_{\text{НОМ}}$ – синус угла φ номинальный для генератора;

$\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ – номинальный коэффициент мощности для генератора.

Таким образом, для каждого генератора: $\operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}} = 0,62$; зная активную мощность, которую может выдавать в сеть каждый генератор, найдем его реактивную мощность и запишем данные в комплексной форме.

Таблица 2 – Действующие электростанции

Электростанция	$S_{\text{Н}}$, МВА	$S_{\text{Г}}$, МВА	Силовые трансформаторы
1	52+j23,4	2×(25+j15,5)	ТДН-10/110
		60+j37,2	ТДЦ-80/110

1.1.3 Линии электропередач

Запишем основные параметры линий электропередач, которые связывают подстанции и электростанции в существующей сети.

Сокращение « $n-m$ » обозначает, что линия электропередач связывает подстанцию n с подстанцией m .

Таблица 3 – Параметры ЛЭП

ЛЭП	Марка провода	Число цепей	Длина, км
«1-2»	АС-120/19	2	60
«2-4»	АС-150/24	1	55
«2-5»	АС-120/19	1	45
«3-4»	АС-95/16	1	35

Окончание таблицы 3

«3–5»	АС-120/19	1	50
«4–41»	АС-70/11	1	20
«4–42»	АС-50/8	1	15
«41–42»	АС-50/8	1	8
«ЭС-1–3»	АС-120/19	2	40

1.2 Параметры основного электрооборудования

1.2.1 Силовые трансформаторы

Из справочной литературы выпишем все параметры силовых трансформаторов в существующей сети.

Для нахождения активной и индуктивной проводимостей силовых трансформаторов, воспользуемся формулами:

$$g_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{НОМ}^2}; \quad (1.3)$$

$$b_T = \frac{I_{XX}}{100\%} \cdot \frac{S_{Т.НОМ}}{U_{НОМ}^2}, \quad (1.4)$$

где g_T – активная проводимость трансформатора, См;

b_T – индуктивная проводимость трансформатора, См;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

I_{XX} – ток холостого хода трансформатора, %;

ΔP_{XX} – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

$S_{Т.НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

В трансформаторе имеются потери электроэнергии на нагрев магнитопровода (потери холостого хода), которые обусловлены активной проводимостью – g_T , а также присутствуют потери электроэнергии на рассеивание магнитного потока в магнитопроводе, которые обусловлены индуктивной проводимостью – b_T . Эти два элемента обязательно надо учитывать в расчетах, точно так же как и активное и индуктивное сопротивление[1].

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

Таблица 4 – Параметры трансформаторов

Марка трансформатора	$U_{НОМ}, \text{кВ}$			$U_K, \%$			$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{XX}, \text{кВт}$	$I_{XX}, \%$	$R, \text{Ом}$			$X, \text{Ом}$			$g_T, \text{См} \cdot 10^{-6}$	$b_T, \text{См} \cdot 10^{-6}$	$\Delta Q, \text{кВАр}$
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
2×ТМТН-6300/110	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	1,059	5,716	75,6
ТДЦ-80000/110	121	–	10,5	–	10,5	–	310	70	0,6	0,71	–	–	19,2	–	–	4,781	0,32	480
ТДН-10000/110	115	–	11	–	10,5	–	60	14	0,7	7,95	–	–	139	–	–	1,059	5,293	70

П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР

Лист
11

1.2.2 Линии электропередач

Из справочной литературы выпишем все погонные характеристики проводов, которые используются в линиях электропередач в существующей сети.

В ЛЭП имеются потери электроэнергии на коронирующий разряд вокруг провода, которые обусловлены активной проводимостью – $g_{л}$, а также возникает концентрация в ЛЭП заряда из воздуха, который обусловлены ёмкостной проводимостью – $b_{л}$. Эти два элемента обязательно надо учитывать в расчетах, точно так же как и активное и индуктивное сопротивление[1].

Таблица 5 – Параметры линий электропередач

ЛЭП	$r_{уд},$ Ом/км	$x_{уд},$ Ом/км	$g_{уд},$ См·10 ⁻⁶ /км	$b_{уд},$ См·10 ⁻⁶ /км	$r_{л},$ Ом	$x_{л},$ Ом	$g_{л},$ См·10 ⁻⁶	$b_{л},$ См·10 ⁻⁶	$Q_3,$ МВАр
2×АС-120/19 (60)	0,244	0,427	–	2,658	7,466	12,81	0,793	318,96	3,859
АС-150/24 (55)	0,204	0,420	–	2,707	11,444	23,1	0,273	148,9	1,802
АС-120/19 (45)	0,244	0,427	–	2,658	11,2	19,215	0,298	119,6	1,447
АС-95/16 (35)	0,301	0,421	–	2,55	10,746	15,19	0,289	89,44	1,082
АС-120/19 (50)	0,244	0,427	–	2,658	12,444	21,35	0,331	132,9	1,608
АС-70/11 (20)	0,422	0,444	–	2,547	8,609	8,88	–	50,94	0,0624
АС-50/8 (15)	0,595	0,44	–	2,569	9,104	6,597	–	38,53	0,0472
АС-50/8 (8)	0,595	0,44	–	2,569	4,855	3,518	–	20,55	0,0252
2×АС-120/19 (40)	0,244	0,427	–	2,658	4,978	8,54	0,529	212,6	2,573

1.3 Оценка балансов мощностей в существующей сети

1.3.1 Баланса активной мощности

Оценка баланса активной мощности необходима для выявления достаточности мощностей существующих электростанций и определения наличия и величины перетоков мощностей между существующей сетью и остальной энергосистемой. Для оценки баланса активной мощности используют следующую формулу:

$$P_{\Sigma\text{нагр}} = P_{\Sigma\text{генер}}, \quad (1.5)$$

где $P_{\Sigma\text{нагр}}$ – суммарная активная мощность всех нагрузок, МВт;

$P_{\Sigma\text{генер}}$ – суммарная активная мощность всех генераторов, МВт.

Данную формулу можно расширить и включить в неё потери при передаче электроэнергии до потребителя, а также собственные нужды для генераторов на электростанциях. Для подстанций собственные нужды уже учтены в приведенных в задании нагрузках. Поэтому вышестоящая формула будет иметь вид:

$$P_{\Sigma\text{нагр}} + P_{\Sigma\text{с.н}} + \Delta P_{\Sigma} = P_{\Sigma\text{генер}}, \quad (1.6)$$

где $P_{\Sigma\text{нагр}}$ – суммарная активная мощность всех нагрузок, МВт;

$P_{\Sigma\text{с.н}}$ – суммарная активная мощность всех собственных нужд, МВт;

ΔP_{Σ} – суммарные потери активной мощности, МВт;

$P_{\Sigma\text{генер}}$ – суммарная активная мощность всех генераторов, МВт.

Раскроем каждый элемент уравнения, чтобы понимать, что и где правильно использовать:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma\text{нагр}} &= P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_{ЭС-1} = \\ &= 35 + 43 + 15 + 5 + 7 + 22 + 52 = 179 \text{ МВт}; \end{aligned} \quad (1.7)$$

$$P_{\Sigma\text{генер}} = P_{Г1} + P_{Г2} + P_{Г3} = 60 + 25 + 25 = 110 \text{ МВт}; \quad (1.8)$$

$$P_{\Sigma\text{с.н}} = P_{\Sigma\text{генер}} \cdot P_{\text{с.н}} \cdot K_c = 110 \cdot 0,08 \cdot 0,8 = 7,04 \text{ МВт}; \quad (1.9)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma} &= \Delta P_{\Sigma\text{ЛЭП}} + \Delta P_{\Sigma\text{Т}} = \\ &= 0,03(15 + 5 + 7 + 52) + 0,02(35 + 43 + 22) + 0,0135 \cdot 179 = \\ &= 6,787 \text{ МВт}, \end{aligned} \quad (1.10)$$

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

где P_2 – активная мощность нагрузки на подстанции №2, МВт;

P_3 – активная мощность нагрузки на подстанции №3, МВт;

P_4 – активная мощность нагрузки на подстанции №4, МВт;

P_{41} – активная мощность нагрузки на подстанции №41, МВт;

P_{42} – активная мощность нагрузки на подстанции №42, МВт;

P_5 – активная мощность нагрузки на подстанции №5, МВт;

$P_{ЭС-1}$ – активная мощность нагрузки на электростанции №1, МВт;

$P_{Г1}$ – активная мощность генератора №1 (60 МВт) на электростанции, МВт;

$P_{Г2}$ – активная мощность генератора №2 (25 МВт) на электростанции, МВт;

$P_{Г3}$ – активная мощность генератора №3 (25 МВт) на электростанции, МВт;

$P_{с.н}$ – активная мощность на собственные нужды генератора (принимается примерно 8%), МВт;

$\Delta P_{\Sigma ЛЭП}$ – суммарные потери активной мощности в линиях электропередач (для сетей 6-10-35 кВ принимаются 3% от суммарной мощности нагрузки в этой сети, для сетей 110-220 кВ принимаются 2% от суммарной мощности нагрузки в этой сети), МВт;

$\Delta P_{\Sigma Т}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах (принимаются 1,2...1,5% от суммарной мощности нагрузки, в среднем берётся значение 1,35%), МВт;

K_c – коэффициент спроса (принимается равным 0,8).

Для наглядности применяют величину небаланса активной мощности $\Delta P_{НБ}$, чтобы точно знать, имеется избыток или дефицит активной мощности в сети. Тогда основная формула примет вид:

$$P_{\Sigma \text{нагр}} + P_{\Sigma \text{с.н}} + \Delta P_{\Sigma} - P_{\Sigma \text{генер}} = \Delta P_{НБ}, \quad (1.11)$$

с подстановкой всех посчитанных выше величин, получим:

$$179 + 7,04 + 6,787 - 110 = 82,827 \text{ МВт.}$$

Величина небаланса оказалась положительной, это говорит о том, что в существующей сети дефицит активной мощности и существующие электростанции перегружены[1].

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

1.3.2 Баланса реактивной мощности

Аналогичным образом представим баланс реактивной мощности.

Оценка баланса реактивной мощности необходима для выявления достаточности мощностей существующих электростанций и определения наличия и величины перетоков мощностей между существующей сетью и остальной энергосистемой. Для оценки баланса реактивной мощности используют следующую формулу:

$$Q_{\Sigma\text{нагр}} = Q_{\Sigma\text{генер}}, \quad (1.12)$$

где $Q_{\Sigma\text{нагр}}$ – суммарная реактивная мощность всех нагрузок, МВАр;

$Q_{\Sigma\text{генер}}$ – суммарная реактивная мощность всех генераторов, МВАр.

Данную формулу можно расширить и включить в неё потери при передаче электроэнергии до потребителя, а также собственные нужды для генераторов на электростанциях, а ещё реактивные мощности установленных компенсаторов и зарядные мощности ЛЭП. Поэтому вышестоящая формула будет иметь вид:

$$Q_{\Sigma\text{нагр}} + Q_{\Sigma\text{с.н}} + \Delta Q_{\Sigma} = Q_{\Sigma\text{генер}} + \Delta Q_{\Sigma\text{з.м}} + Q_{\Sigma\text{комп}}, \quad (1.13)$$

где $Q_{\Sigma\text{нагр}}$ – суммарная реактивная мощность всех нагрузок, МВАр;

$Q_{\Sigma\text{с.н}}$ – суммарная реактивная мощность всех собственных нужд, МВАр;

ΔQ_{Σ} – суммарные потери реактивной мощности, МВАр;

$\Delta Q_{\Sigma\text{з.м}}$ – суммарная зарядная реактивная мощность в ЛЭП, МВАр;

$Q_{\Sigma\text{комп}}$ – суммарная реактивная мощность всех компенсаторов, МВАр;

$Q_{\Sigma\text{генер}}$ – суммарная реактивная мощность всех генераторов, МВАр.

Раскроем каждый элемент уравнения, чтобы понимать, что и где правильно использовать:

$$\begin{aligned} Q_{\Sigma\text{нагр}} &= Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_{41} + Q_{42} + Q_5 + Q_{\text{ЭС-1}} = \\ &= 18,9 + 21,93 + 8,4 + 2,7 + 3,36 + 11,22 + 23,4 = 89,91 \text{ МВАр}; \end{aligned} \quad (1.14)$$

$$Q_{\Sigma\text{генер}} = P_{\Sigma\text{генер}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ном}} = 110 \cdot 0,62 = 68,2 \text{ МВАр}; \quad (1.15)$$

$$Q_{\Sigma\text{с.н}} = P_{\Sigma\text{с.н}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{с.н}} = 7,04 \cdot 0,69 = 4,858 \text{ МВАр}; \quad (1.16)$$

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\Sigma} &= \Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}} + \Delta Q_{\Sigma \text{Т}} = \\ &= 0,05(18,9 + 21,93 + 11,22) + 0,015(8,4 + 2,7 + 3,36 + 23,4) \\ &+ 0,07 \cdot 89,91 = 9,464 \text{ МВАр}; \end{aligned} \quad (1.17)$$

$$\Delta Q_{\Sigma 3.м} = Q_3 \cdot L_{\Sigma} = 0,03(2 \cdot 60 + 55 + 35 + 2 \cdot 40 + 50 + 45) = 11,55 \text{ МВАр}; \quad (1.18)$$

$$Q_{\Sigma \text{комп}} = 0, \quad (1.19)$$

где Q_2 – реактивная мощность нагрузки на подстанции №2, МВАр;

Q_3 – реактивная мощность нагрузки на подстанции №3, МВАр;

Q_4 – реактивная мощность нагрузки на подстанции №4, МВАр;

Q_{41} – реактивная мощность нагрузки на подстанции №41, МВАр;

Q_{42} – реактивная мощность нагрузки на подстанции №42, МВАр;

Q_5 – реактивная мощность нагрузки на подстанции №5, МВАр;

$Q_{ЭС-1}$ – реактивная мощность нагрузки на электростанции №1, МВАр;

$Q_{с.н}$ – реактивная мощность на собственные нужды генератора, МВАр;

Q_3 – зарядная реактивная мощность ЛЭП (в среднем принимается равной 30 кВАр для линий 110 кВ), МВАр;

$Q_{\Sigma \text{комп}}$ – суммарная реактивная мощность всех компенсаторов (равна нулю, поскольку в данной сети нет компенсаторов реактивной мощности), МВАр;

$\Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}}$ – суммарные потери реактивной мощности в линиях электропередач (для сетей 6-10-35 кВ принимаются 1...2% от суммарной мощности нагрузки в этой сети, для сетей 110-220 кВ принимаются 4...6% от суммарной мощности нагрузки в этой сети), МВАр;

$\Delta Q_{\Sigma \text{Т}}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах (принимаются 5...9% от суммарной мощности нагрузки, в среднем берётся значение 7%), МВАр;

$\text{tg} \varphi_{с.н}$ – тангенс угла φ собственных нужд (принимается равным 0,62);

L_{Σ} – суммарная длина линий в сети 110 кВ, км.

Для наглядности применяют величину небаланса реактивной мощности $\Delta Q_{\text{НБ}}$, чтобы точно знать, имеется избыток или дефицит реактивной мощности в сети. Тогда основная формула примет вид:

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} + Q_{\Sigma \text{с.н}} + \Delta Q_{\Sigma} - \Delta Q_{\Sigma 3.м} - Q_{\Sigma \text{комп}} - Q_{\Sigma \text{генер}} = \Delta Q_{\text{НБ}}, \quad (1.20)$$

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

с подстановкой всех посчитанных выше величин, получим:

$$89,91 + 4,858 + 9,464 - 11,55 - 0 - 68,2 = 24,482 \text{ МВАр.}$$

В сети дефицит реактивной мощности[1].

1.4 Проверка состояния действующего оборудования сети

Предполагается, что в ходе развития сети будет модернизирована часть сети 110 кВ: введены новые подстанции (подстанции №6 и №7) и электростанция №2; при этом сохранится сеть 35 кВ и старая электростанция №1. Так как не предполагается их модернизация и реконструкция, то проверим загрузку линий 35 кВ в максимальном режиме и загрузку трансформаторов на электростанции №1.

1.4.1 Проверка загрузки трансформаторов на электростанции №1

Оценим возможность электростанции по выдачи установленной ей мощности и по электроснабжению потребителя $S_{ЭС-1}$ – 10 кВ в максимальных и минимальных режимах.

1.4.1.1 Проверка трансформатора ТДЦ-80/110

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{т.уст}} &= P_{\text{т.уст}} + jQ_{\text{т.уст}} = (P_{Г1} - P_{\text{с.н}}) + j(Q_{Г1} - Q_{\text{с.н}}) = \\ &= (60 - 60 \cdot 0,8 \cdot 0,08) + j(60 \cdot 0,62 - 60 \cdot 0,8 \cdot 0,08 \cdot 0,69) = \\ &= 56,16 + j34,55 \text{ МВА,} \end{aligned} \quad (1.21)$$

где $\dot{S}_{\text{т.уст}}$ – установившаяся мощность, проходящая через трансформатор, МВА;

$Q_{Г1}$ – реактивная мощность генератора №1 на электростанции, МВАр;

$Q_{\text{с.н}}$ – реактивная мощность на собственные нужды, МВАр.

$$S_{\text{т.уст}} = \sqrt{P_{\text{т.уст}}^2 + Q_{\text{т.уст}}^2} = \sqrt{56,16^2 + 34,55^2} = 65,94 \text{ МВА.} \quad (1.22)$$

На электростанции №1, для генератора №1, мощностью 60 МВт, установлен трансформатор ТДЦ-80000/110, данный трансформатор не перегружен и подходит по мощности, поскольку выполняется следующее условие:

$$S_{\text{т.уст}} \leq S_{\text{т.ном}}, \quad (1.23)$$

где $S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

1.4.1.2 Проверка трансформатора ТДН-10/110

1.4.1.2.1 Режим максимальной выдачи в сеть 110 кВ

Принимаем, что в данном режиме работают оба генератора с номинальным коэффициентом мощности, а потребитель работает в минимальном режиме, всего 70% загрузка, следовательно, вся остальная мощность будет выдана в сеть 110 кВ. Тогда мощность, которая будет передаваться в сеть через данный трансформатор в установившемся режиме, будет находиться по формулам (1.21-1.23):

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{т.уст}} &= P_{\text{т.уст}} + jQ_{\text{т.уст}} = (2P_{\Gamma_2} - P_{\text{с.н}} - P_{\text{ЭС-1}}) + j(2Q_{\Gamma_2} - Q_{\text{с.н}} - Q_{\text{ЭС-1}}) = \\ &= (2 \cdot 25 - 2 \cdot 25 \cdot 0,8 \cdot 0,08 - 52 \cdot 0,7) + \\ &+ j(2 \cdot 25 \cdot 0,62 - 2 \cdot 25 \cdot 0,8 \cdot 0,08 \cdot 0,69 - 52 \cdot 0,45 \cdot 0,7) = \\ &= 10,4 + j12,412 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$S_{\text{т.уст}} = \sqrt{P_{\text{т.уст}}^2 + Q_{\text{т.уст}}^2} = \sqrt{10,4^2 + 12,412^2} = 16,19 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{т.уст}} \geq S_{\text{т.ном}}.$$

1.4.1.2.2 Режим максимального потребления из сети 110 кВ

Принимаем, что в данном режиме работает только один генератор с номинальным коэффициентом мощности, а потребитель работает на максимум, то есть 100% загрузка. В таком режиме часть энергии будет приходиться из сети 110 кВ. Тогда мощность, которая будет передаваться из сети через данный трансформатор в установившемся режиме, будет находиться аналогично, как и для случая, описанного выше:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{т.уст}} &= P_{\text{т.уст}} + jQ_{\text{т.уст}} = (P_{\Gamma_2} - P_{\text{с.н}} - P_{\text{ЭС-1}}) + j(Q_{\Gamma_2} - Q_{\text{с.н}} - Q_{\text{ЭС-1}}) = \\ &= (25 - 25 \cdot 0,8 \cdot 0,08 - 52) + \\ &+ j(25 \cdot 0,62 - 25 \cdot 0,8 \cdot 0,08 \cdot 0,69 - 52 \cdot 0,45) = -28,6 - j9,004 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$S_{\text{т.уст}} = \sqrt{P_{\text{т.уст}}^2 + Q_{\text{т.уст}}^2} = \sqrt{(-28,6)^2 + (-9,004)^2} = 29,98 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{т.уст}} \geq S_{\text{т.ном}}.$$

Выходит, что трансформатор будет перегружаться в нормальном режиме и при отключении одного из генераторов, следовательно, придется и часть потребителей тоже отключать. Необходима замена трансформатора[1].

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

1.4.2 Проверка загрузки воздушных линий 35 кВ в максимальном режиме

Кольцевая сеть 6-10-35 кВ всегда эксплуатируется в разомкнутом режиме, так как нет направленных РЗиА (это очень дорого, а сети 6-10-35 кВ самые разветвленные), следовательно, рассчитать загрузку линий можно без использования специальных программ. Рассмотрим ситуации, при которых возможна максимальная загрузка на каждой из трех линий. Выполним перебор вариантов режима сети 35 кВ с отключением одной из воздушной линии в этой сети. Пример расчета приведен для отключения линии «4-41» по следующим формулам:

А) загрузка линии «41-42»:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{Л41-42} &= P_{Л41-42} + jQ_{Л41-42} = \dot{S}_{41} + \left(\frac{\dot{S}_{41}}{\dot{U}_Л}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{Л41-42} = \\ &= 5 + j2,7 + \left(\frac{5 + j2,7}{35}\right)^2 \cdot (4,855 + j3,518) = 5,1 + j2,72 \text{ МВА}; \end{aligned} \quad (1.24)$$

$$S_{Л41-42} = \sqrt{P_{Л41-42}^2 + Q_{Л41-42}^2} = \sqrt{5,1^2 + 2,72^2} = 5,78 \text{ МВА}; \quad (1.25)$$

$$I_{Л41-42} = \frac{S_{Л41-42}}{\sqrt{3} \cdot U_{Л}} = \frac{5,78}{\sqrt{3} \cdot 35} = 95,35 \text{ А}; \quad (1.26)$$

$$K_{\text{загр}} = \frac{I_{Л41-42}}{I_{\text{пред}41-42}} = \frac{95,35}{210} = 0,454, \quad (1.27)$$

где $\dot{S}_{Л41-42}$ – полная мощность в линии «41-42» с учетом потерь, МВА;

$S_{Л41-42}$ – полная мощность в линии «41-42» с учетом потерь, МВА;

$P_{Л41-42}$ – активная мощность в линии «41-42» с учетом потерь, МВт;

$Q_{Л41-42}$ – реактивная мощность в линии «41-42», с учетом потерь, МВАр;

$Z_{Л41-42}$ – полное сопротивление линии «41-42», Ом;

$R_{Л41-42}$ – активное сопротивление линии «41-42», Ом;

$X_{Л41-42}$ – индуктивное сопротивление линии «41-42», Ом;

$I_{Л41-42}$ – ток в линии «41-42», А;

$I_{\text{пред}41-42}$ – допустимый ток для провода, который используется в линии «41-42» (берется из справочной литературы), А;

\dot{S}_{41} – полная мощность нагрузки на подстанции №41, МВА;

P_{41} – активная мощность нагрузки на подстанции №41, МВт;

Q_{41} – реактивная мощность нагрузки на подстанции №41, МВАр;

$U_{\text{л}}$ – напряжение линии (в сети 35 кВ), кВ;

$K_{\text{загр}}$ – коэффициент загрузки.

Б) загрузка линии «4-42»:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{Л}4-42} &= P_{\text{Л}4-42} + jQ_{\text{Л}4-42} = \dot{S}_{\text{Л}41-42} + \dot{S}_{42} + \left(\frac{\dot{S}_{\text{Л}41-42} + \dot{S}_{41}}{\dot{U}_{\text{л}}} \right)^2 \cdot \dot{Z}_{\text{Л}4-42} \\ &= 5,1 + j2,72 + 7 + j3,36 + \\ &+ \left(\frac{5,1 + j2,72 + 7 + j3,36}{35} \right)^2 \cdot (9,104 + j6,597) = 13,19 + j6,279 \text{ МВА};\end{aligned}\quad (1.28)$$

$$S_{\text{Л}4-42} = \sqrt{P_{\text{Л}4-42}^2 + Q_{\text{Л}4-42}^2} = \sqrt{13,19^2 + 6,279^2} = 14,61 \text{ МВА}; \quad (1.29)$$

$$I_{\text{Л}4-42} = \frac{S_{\text{Л}4-42}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}} = \frac{14,61}{\sqrt{3} \cdot 35} = 241 \text{ А}; \quad (1.30)$$

$$K_{\text{загр}} = \frac{I_{\text{Л}4-42}}{I_{\text{пред}4-42}} = \frac{241}{210} = 1,148, \quad (1.31)$$

где $\dot{S}_{\text{Л}4-42}$ – полная мощность в линии «4-42» с учетом потерь, МВА;

$S_{\text{Л}4-42}$ – полная мощность в линии «4-42» с учетом потерь, МВА;

$P_{\text{Л}4-42}$ – активная мощность в линии «4-42» с учетом потерь, МВт;

$Q_{\text{Л}4-42}$ – реактивная мощность в линии «4-42», с учетом потерь, МВАр;

$Z_{\text{Л}4-42}$ – полное сопротивление линии «4-42», Ом;

$R_{\text{Л}4-42}$ – активное сопротивление линии «4-42», Ом;

$X_{\text{Л}4-42}$ – индуктивное сопротивление линии «4-42», Ом;

$I_{\text{Л}4-42}$ – ток в линии «41-42», А;

$I_{\text{пред}4-42}$ – допустимый ток для провода, который используется в линии «4-42» (берется из справочной литературы), А;

\dot{S}_{42} – полная мощность нагрузки на подстанции №42, МВА;

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

P_{42} – активная мощность нагрузки на подстанции №42, МВт;

Q_{42} – реактивная мощность нагрузки на подстанции №42, МВАр.

Для варианта, когда отключается линия «4-42» и «41-42», расчеты проводятся аналогично по формулам (1.24-1.31). Все данные по вариантам отключения одной из линии в сети 35 кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Варианты отключений линий в сети 35 кВ

Отключенная линия	$S_{Л}$, МВА		$I_{Л}$, А	$I_{пред}$, А	$K_{загр}$
	«4-41»	«4-42»			
«4-41»	«42-41»	5,78	95,35	210	0,454
	«4-42»	14,61	241	210	1,148
«4-42»	«41-42»	8,03	132,49	210	0,631
	«4-41»	15,42	254,43	265	0,96
«41-42»	«4-41»	5,97	98,50	265	0,372
	«4-42»	8,27	136,37	210	0,469

Воспользуемся таблицей и определим точку размыкания сети 35 кВ, для этого достаточно посчитать потери в линиях для каждого из трех вариантов. Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 3i_{Л4-41}^2 \cdot \dot{Z}_{Л4-41} + 3i_{4-42}^2 \cdot \dot{Z}_{Л4-42} + 3i_{41-42}^2 \cdot \dot{Z}_{Л41-42}; \quad (1.32)$$

$$\Delta S_{\Sigma} = |\Delta \dot{S}_{\Sigma}|, \quad (1.32)$$

где $\Delta \dot{S}_{\Sigma}$ – потери полной мощности (в комплексной форме), МВА;

ΔS_{Σ} – потери полной мощности, МВА.

Приведем таблицу, в которой отображены варианты отключений одной из линий и потери мощности, которые будут возникать без этой линии.

Таблица 7 – Потери мощности в сети 35 кВ

Отключение линии	«4-41»	«4-42»	«41-42»
ΔS_{Σ} , МВА	2,26	2,72	0,80

Сравнивая значения из предыдущей таблицы, можно сделать вывод, что когда отключена линия «41-42», потери в оставшихся линиях меньше, если бы отключалась какая-нибудь другая линия. Поэтому принимаем, что линия «41-42» отключена, но полностью из работы не выведена (отключена только с одного конца, то есть, находится под напряжением, но не передает мощность).

1.4.3 Проверка загрузки трансформаторов ТМТН-6,3/110

В предыдущем варианте была отключена линия «41-42», значит мощность, необходимая для сети 35 кВ будет складываться из двух мощностей: $S_{Л4-41}$ и $S_{Л4-42}$. Также имеется мощность на подстанции 10 кВ – S_4 . Таким образом, мощность, которая будет проходить через трансформаторы, находится по формулам (1.21-1.22):

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{т.уст}} &= P_{\text{т.уст}} + jQ_{\text{т.уст}} = \dot{S}_4 + \dot{S}_{Л4-41} + \dot{S}_{Л4-42} = \\ &= (P_4 + P_{Л4-41} + P_{Л4-42}) + j(Q_4 + Q_{Л4-41} + Q_{Л4-42}) = \\ &= (15 + 5,176 + 7,364) + j(8,4 + 2,753 + 3,421) = \\ &= 27,54 + j14,574 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{\text{т.уст}} = \sqrt{P_{\text{т.уст}}^2 + Q_{\text{т.уст}}^2} = \sqrt{27,54^2 + 14,574^2} = 31,16 \text{ МВА.}$$

Поскольку на подстанции №4 стоят два трансформатора, то определим коэффициенты загрузки и перегрузки по следующим формулам:

$$K_{\text{загр}} = \frac{S_{\text{т.уст}}}{2 \cdot S_{\text{т.ном}}} = \frac{31,16}{2 \cdot 6,3} = 2,473; \quad (1.33)$$

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_{\text{т.уст}}}{S_{\text{т.ном}}} = \frac{31,16}{6,3} = 4,946. \quad (1.34)$$

Поскольку во всей сети имеются потребители 2 категории надежности электроснабжения, то коэффициенты загрузки и перегрузки не должны превышать соответственно 0,7 (70%) и 1,4 (140%). Из результатов расчета видно, что оба коэффициента превышают данные значения, поэтому необходимо заменить данные трансформаторы на более мощные[2].

2 РАЗВИТИЕ СЕТИ 110 КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ

2.1 Оценка баланса мощностей с учетом новых объектов

Необходимо провести расчет баланса активной и реактивной мощностей аналогично с предыдущим разделом, учитывая нагрузки на новых подстанциях (S_6 и S_7), учитывая мощность генерации новой электростанции ($S_{ЭС-II}$), а также собственную мощность нагрузки на новой электростанции ($S_{ЭС-2}$). Примем, что подстанция №6 – тупиковая, подключается по двум цепям по трассе с наименьшим расстоянием, подстанция №7 – транзитная, подключается по двум трассам линий электропередач, точно так же подключается электростанция №2 – по двум трассам, две цепи линий электропередач.

2.1.1 Баланс активной мощности

Для оценки баланса активной мощности воспользуемся формулами (1.6-1.11):

$$P_{\Sigma \text{нагр}} + P_{\Sigma \text{с.н}} + \Delta P_{\Sigma} = P_{\Sigma \text{генер}}$$

Раскроем каждый элемент уравнения, чтобы понимать, что и где правильно использовать, учитывая ввод новых объектов:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma \text{нагр}} &= P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_{ЭС-1} + P_{ЭС-2} = \\ &= 35 + 43 + 15 + 5 + 7 + 22 + 35 + 31 + 52 + 40 = 285 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{\Sigma \text{генер}} &= P_{Г1} + P_{Г2} + P_{Г3} + P_{Г4} + P_{Г5} + P_{Г6} + P_{Г7} = \\ &= 60 + 25 + 25 + 60 + 60 + 60 + 60 = 350 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$P_{\Sigma \text{с.н}} = P_{\Sigma \text{генер}} \cdot P_{\text{с.н}} \cdot K_c = 350 \cdot 0,08 \cdot 0,8 = 22,4 \text{ МВт};$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma} &= \Delta P_{\Sigma \text{ЛЭП}} + \Delta P_{\Sigma \text{Т}} = \\ &= 0,03(15 + 5 + 7 + 35 + 31 + 52) + 0,02(35 + 43 + 22 + 40) \\ &+ 0,0135 \cdot 285 = 10,998 \text{ МВт}, \end{aligned}$$

где P_6 – активная мощность нагрузки на подстанции №6, МВт;

P_7 – активная мощность нагрузки на подстанции №7, МВт;

$P_{ЭС-2}$ – активная мощность нагрузки на электростанции №2, МВт;

$P_{Г4}$ – активная мощность генератора №4 (60 МВт) на электростанции, МВт;

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$P_{Г5}$ – активная мощность генератора №5 (60 МВт) на электростанции, МВт;

$P_{Г6}$ – активная мощность генератора №6 (60 МВт) на электростанции, МВт;

$P_{Г7}$ – активная мощность генератора №7 (60 МВт) на электростанции, МВт.

Для наглядности введем величину небаланса активной мощности $\Delta P_{НБ}$. Тогда основная формула примет вид:

$$P_{\Sigma\text{нагр}} + P_{\Sigma\text{с.н}} + \Delta P_{\Sigma} - P_{\Sigma\text{генер}} = \Delta P_{НБ},$$

с подстановкой всех посчитанных выше величин, получим:

$$285 + 22,4 + 10,998 - 350 = -31,602 \text{ МВт.}$$

Величина небаланса оказалась отрицательной, это говорит о том, что в существующей сети избыток активной мощности и существующие электростанции не перегружены. Данный показатель гораздо меньше, чем предыдущий, это говорит о том, что ввод новой электростанции благоприятно сказался на балансе активной мощности[1].

2.1.2 Баланс реактивной мощности

Для оценки баланса реактивной мощности воспользуемся формулами (1.13-1.20):

$$Q_{\Sigma\text{нагр}} + Q_{\Sigma\text{с.н}} + \Delta Q_{\Sigma} = Q_{\Sigma\text{генер}} + \Delta Q_{\Sigma\text{з.м}} + Q_{\Sigma\text{комп}},$$

Раскроем каждый элемент уравнения, чтобы понимать, что и где правильно использовать, учитывая ввод новых объектов:

$$\begin{aligned} Q_{\Sigma\text{нагр}} &= Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_{41} + Q_{42} + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_{ЭС-1} + Q_{ЭС-2} = \\ &= 18,9 + 21,93 + 8,4 + 2,7 + 3,36 + 11,22 + 18,9 + 13,95 + 23,4 \\ &+ 22,4 = 145,16 \text{ МВАр}; \end{aligned}$$

$$Q_{\Sigma\text{генер}} = P_{\Sigma\text{генер}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ном}} = 350 \cdot 0,62 = 217 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\Sigma\text{с.н}} = P_{\Sigma\text{с.н}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{с.н}} = 22,4 \cdot 0,69 = 15,456 \text{ МВАр};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\Sigma} &= \Delta Q_{\Sigma\text{ЛЭП}} + \Delta Q_{\Sigma\text{Т}} = \\ &= 0,05(18,9 + 21,93 + 11,22 + 22,4) \\ &+ 0,015(8,4 + 2,7 + 3,36 + 18,9 + 13,95 + 23,4) + \\ &+ 0,07 \cdot 145,16 = 14,944 \text{ МВАр}; \end{aligned}$$

										Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР					

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\Sigma_{3.м}} &= Q_3 \cdot L_{\Sigma} = \\ &= 0,03(2 \cdot 60 + 55 + 35 + 2 \cdot 40 + 50 + 45 + 2 \cdot 50 + 25 + 20 \\ &+ 35) = 16,95 \text{ МВАр}; \end{aligned}$$

$$Q_{\Sigma_{\text{комп}}} = 0,$$

где Q_6 – реактивная мощность нагрузки на подстанции №6, МВАр;

Q_7 – реактивная мощность нагрузки на подстанции №7, МВАр;

$Q_{\text{ЭС-2}}$ – реактивная мощность нагрузки на электростанции №2, МВАр.

Для наглядности применяют величину небаланса реактивной мощности $\Delta Q_{\text{НБ}}$. Тогда основная формула примет вид:

$$Q_{\Sigma_{\text{нагр}}} + Q_{\Sigma_{\text{с.н}}} + \Delta Q_{\Sigma} - \Delta Q_{\Sigma_{3.м}} - Q_{\Sigma_{\text{комп}}} - Q_{\Sigma_{\text{генер}}} = \Delta Q_{\text{НБ}},$$

с подстановкой всех посчитанных выше величин, получим:

$$145,16 + 15,456 + 14,944 - 16,95 - 0 - 217 = -58,39 \text{ МВАр}.$$

В сети избыток реактивной мощности.

Таким образом, с вводом новых объектов в существующей сети будет избыток активной мощности, часть электроэнергии будет отдаваться в энергосистему; а также избыток реактивной мощности, которую будем также выдавать в энергосистему[1].

2.2 Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ ЭС-II

Оценим экономически выгодный класс напряжения выдачи электроэнергии электростанцией, для этого воспользуемся формулой Илларионова:

$$U_{\text{Э/С}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{184,64/2}}} = 164,22 \text{ кВ}, \quad (2.1)$$

где $U_{\text{Э/С}}$ – напряжение передачи электроэнергии от электростанции, кВ;

L – длина одной линии, км;

P – мощность, передаваемая от электростанции по одной цепи (суммарная мощность за вычетом мощности нагрузки на данной электростанции), МВт.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Из этой формулой видно, что напряжение передачи ближе к классу напряжения 110 кВ. Выбираем $U_{ном} = 110$ кВ, так как это не требует модернизации действующих подстанции, а также не потребует дополнительных капитальных вложений.

Так как мощность генераторов больше 50 МВт, а также не предполагается потребитель с напряжением 6-10 кВ, то принимаем блочную схему для ЭС-II: для каждого генератора ставится отдельный трансформатор[1].

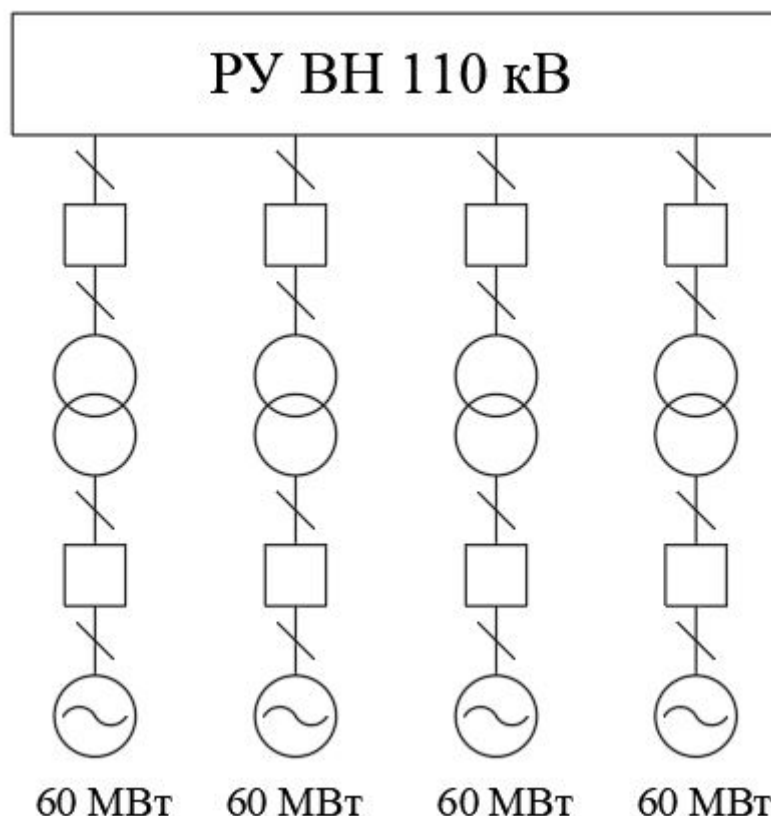


Рисунок 1 – Блочная схема распределительного устройства высшего напряжения электростанции №2

2.3 Выбор новых и замена старых трансформаторов

2.3.1 Выбор новых трансформаторов на электростанцию №2

Поскольку на новой электростанции стоят четыре генератора, мощностью 60 МВт, 60 МВт, 60 МВт и 60 МВт, то на каждый генератор, как было принято ранее, ставим отдельный трансформатор. Поскольку проверка трансформатора ТДЦ-80000/110 на электростанции №1, для генератора мощностью 60 МВт, уже была проведена, где выяснилось, что данный трансформатор подходит, то на

новую электростанцию, для четырех точно таких же генераторов примем четыре аналогичных трансформатора[1].

2.3.2 Выбор новых трансформаторов на подстанцию №6

Выберем трансформаторы на новую подстанцию по формулам (1.21-1.23):

$$\dot{S}_{\text{т.уст}} = P_{\text{т.уст}} + jQ_{\text{т.уст}} = P_6 + jQ_6 = 35 + j18,9 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{т.уст}} = \sqrt{P_{\text{т.уст}}^2 + Q_{\text{т.уст}}^2} = \sqrt{35^2 + 18,9^2} = 39,78 \text{ МВА}.$$

Поскольку на подстанции №6 стоят два трансформатора (так как потребитель II категории надежности должен получать электроэнергию от двух независимых источников питания), то согласно ПУЭ, если один трансформатор выведен из работы, то второй можно перегружать на 40% от номинальной мощности самого трансформатора всего лишь на 6 часов[2]. Мощность, которую должны обеспечивать трансформаторы на подстанции №6, равна 39,78 МВА. Тогда объединив формулы (1.23) и (1.34), можно сделать вывод:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{т.уст}}}{K_{\text{пер}}} = \frac{39,78}{1,4} = 28,41 \text{ МВА}. \quad (2.2)$$

Таким образом, на подстанции №6 должны стоять два трансформатора мощностью, не меньше 28,41 МВА. Выбираем ближайший (в большую сторону) трансформатор без расщепленной обмотки низкого напряжения ТДН-40000/110[1].

2.3.3 Выбор новых трансформаторов на подстанцию №7

Аналогично выберем трансформаторы на новую подстанцию:

$$\dot{S}_{\text{т.уст}} = P_{\text{т.уст}} + jQ_{\text{т.уст}} = P_7 + jQ_7 = 31 + j13,95 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{т.уст}} = \sqrt{P_{\text{т.уст}}^2 + Q_{\text{т.уст}}^2} = \sqrt{31^2 + 13,95^2} = 33,99 \text{ МВА}.$$

Поскольку на подстанции №7, аналогично, как и на подстанции №6, то применим формулу (2.2):

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{т.уст}}}{K_{\text{пер}}} = \frac{33,99}{1,4} = 24,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, на подстанции №7 должны стоять два трансформатора мощностью, не меньше 24,28 МВА. Выбираем ближайший (в большую сторону) трансформатор без расщепленной обмотки низкого напряжения ТДН-40000/110.

2.3.4 Замена трансформаторов на электростанции №1

Трансформатор ТДЦ-80000/110 по проверке подходит, мы его оставляем в работе.

Трансформатор ТДН-10000/110 не подходил ни в обоих случаях, значит, выбираем трансформатор по максимальной мощности, которую необходимо пропускать через себя трансформатору. Максимальная мощность, которую необходимо передать через трансформатор, была в режиме максимального потребления электроэнергии из сети 110 кВ, она составляет 29,98 МВА. Таким образом, чтобы выполнялось следующее условие:

$$S_{\text{т.уст}} \leq S_{\text{т.ном}},$$

выбираем для двух генераторов мощностью 25 МВт (а также потребителя, подключенного к этим генераторам) трансформатор без расщепленной обмотки низкого напряжения ТДН-40000/110.

2.3.5 Замена трансформаторов на подстанции №4

На подстанции №4 стоят два трансформатора, мощность, которую должны обеспечивать трансформаторы, равна 31,16 МВА. Аналогично как для подстанций №6 и №7 применим формулу (2.2):

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{т.уст}}}{K_{\text{пер}}} = \frac{31,16}{1,4} \approx 22,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, на подстанции №4 должны стоять два трансформатора мощностью, не меньше 22,26 МВА. Выбираем ближайший (в большую сторону)

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

трехобмоточный трансформатор с РПН на стороне высокого напряжения ТДТН-25000/110[1].

Таблица 8 – Трансформаторы на объектах сети 110 кВ

Объект	ЭС-I	ЭС-II	П/ст-4	П/ст-6	П/ст-7
Силовые трансформаторы	ТДЦ-80000/110	4×ТДЦ-80000/110	2×ТДТН-25000/110	2×ТДН-40000/110	2×ТДН-40000/110
	ТДН-40000/110				

2.4 Выбор конфигурации сети 110 кВ

Для выбора конфигурации сети с новыми объектами, необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$Z = \alpha \cdot Z_{\text{кап}} + \beta \cdot Z_{\text{эк}}, \quad (2.3)$$

где Z – приведенные затраты, тыс. руб.;

$Z_{\text{кап}}$ – капитальные затраты, тыс. руб.;

$Z_{\text{эк}}$ – экономические затраты, тыс. руб.;

α и β – поправочные коэффициенты.

Выбор конфигурации сети осуществляется на основе экономического критерия – приведенных затрат, которые должны быть сведены к минимуму.

Чтобы выбрать оптимальный вариант, необходимо:

- 1) перебрать все возможные варианты подключения новых объектов;
- 2) отбросить варианты, которые приводят к максимальным затратам;
- 3) рассчитать приведенные затраты в оставшихся вариантах;
- 4) выбрать самый оптимальный вариант, когда затраты минимальны[1].

Очевидно, что самый дешевый вариант будет, когда новые объекты будут подключены по трассам с наименьшей протяженностью линий электропередач. Но нельзя забывать о необходимости подключения потребителя II категории по двум линиям, следовательно, применим двухцепные линии для подключения подстанции №6 (тупиковая) и электростанции №2, а подстанция №7 будет подключена по одноцепным линиям с двух концов (транзитная), как было

						Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	

оговорено раньше. Но дешевле будет подстанцию №7 подключать не по новым линиям электропередач, а сделать так называемую «врезку» в действующую линию «3-5», то есть, разрезать линию «3-5» и сделать два захода на подстанцию №7. В таком случае, длина новой трассы будет минимальна, а, следовательно, и стоимость строительства этой трассы.

Варианты подключения новых объектов:

- 1) Электростанция №2: двухцепная линия по трассе $II'' = 50$ км (55 км);
- 2) Подстанция №6: двухцепная линия по трассе $6'' = 25$ км;
- 3) Подстанция №7: «врезка» в линию «3-5» – АС-120/19.

После выбора типа новых объектов и дешевых вариантов подключения этих объектов в действующую сеть 110 кВ, необходимо выбрать сечения проводов ЛЭП.

2.5 Выбор сечения проводов ВЛЭП

Для того чтобы найти сечение проводов линий электропередач, сначала нужно найти ток, который будет передаваться по новым ВЛ, ток находится по формуле:

$$I_{\text{перед}} = \frac{S_{\text{перед}}}{n_{\text{Л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.4)$$

где $I_{\text{перед}}$ – ток передачи, А;

$S_{\text{перед}}$ – полная мощность передачи, МВА;

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

$n_{\text{Л}}$ – количество линий электропередач.

Для подстанций №6 и №7 полная мощность передачи равна полной мощности нагрузки для этих подстанции без учета потерь в линиях электропередач; для электростанции №2 полная мощность передачи равна полной мощности с учетом затрат на собственные нужды электростанции и нагрузки для потребителя, который имеется на этой электростанции. Таким образом, полные мощности передачи для новых объектов равны: $S_6 = 39,78$ МВА; $S_7 = 33,99$ МВА; $S_{\text{ЭС-II}} = 217,95$ МВА.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Тогда токи для новых объектов будут равны:

$$I_6 = \frac{S_6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{39,78}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \approx 104,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{ЭС-II}} = \frac{S_{\text{ЭС-II}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{217,95}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \approx 571,97 \text{ А}.$$

После нахождения токов передачи новых объектов, находим сечение проводов по формуле:

$$F_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{перед}}}{j_{\text{э}}}, \quad (2.5)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм²:

$$j_{\text{э}} = \frac{j_{\text{э.БАЗ}}}{\alpha_i \cdot \alpha_t}, \quad (2.6)$$

где α_i – учитывает рост нагрузки по годам ($\approx 1,05$ для линий 110-220 кВ);

α_t – учитывает участие ВЛ в максимуме нагрузки ($=1,0$ при $T_{\text{max}} > 5000$ ч);

$j_{\text{э.БАЗ}}$ – базисная экономическая плотность тока ($=0,8$ при $T_{\text{max}} > 5000$ ч),

$$j_{\text{э}} = \frac{0,8}{1,05 \cdot 1,0} = 0,76 \text{ А/мм}^2.$$

Тогда сечения проводов для новых объектов будут равны:

$$F_6 = \frac{I_6}{j_{\text{э}}} = \frac{104,4}{0,76} \approx 137,4 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{ЭС-II}} = \frac{I_{\text{ЭС-II}}}{j_{\text{э}}} = \frac{571,97}{0,76} \approx 752,6 \text{ мм}^2.$$

Чтобы выбранный провод проходил по условию коронирования, необходимо знать, что минимальное допустимое сечение для линий 110 кВ – АС-70/11 (по условиям короны и радиопомех).

Примем для подстанции №6 провод АС-150/24 с длительно допустимым током 450 А, данный провод удовлетворяет.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для электростанции №2 расчетное значение сечения провода получилось слишком большое, поэтому примем две двухцепные линии электропередач (одну линию подключим к подстанции №2, другую линию – к подстанции №4, то есть задействуем две трассы линий электропередач; сделаем это для наилучшего распределения мощности в сети, иначе на подстанции №2 окажется перенапряжение) и получим, что количество линий равно 4, тогда сечение станет в два раза меньше: $376,3 \text{ мм}^2$. Примем для электростанции №2 провод АС-240/32 с длительно допустимым током 610 А, данный провод удовлетворяет[1].

2.6 Расчет длины трассы от точки «врезки» до подстанции №7

Подстанцию №7 дешевле всего подключить к действующей линии от подстанции №3 до подстанции №5, которая выполнена проводом марки АС-120/19 длиной 50 км, с помощью «врезки», то есть линию «3-5» разрезаем на две части и два свободных конца заводим на подстанцию №7. Таким образом, наша подстанция №7 останется транзитной, при этом она будет получать питание либо с одной подстанции, либо с другой, либо сразу с двух (в зависимости от режима сети), но затрат на строительство новой линии до подстанции гораздо меньше.

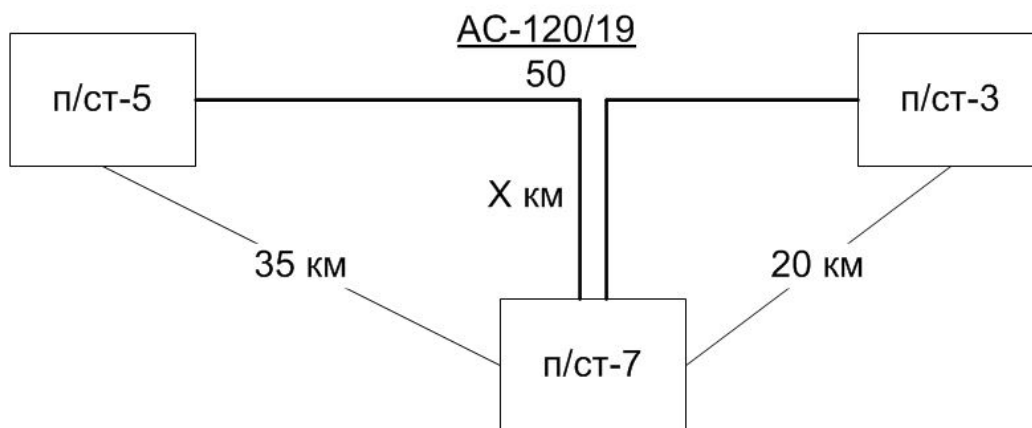


Рисунок 2 – Вариант подключения новой подстанции №7 к сети 110 кВ

Чтобы вычислить расстояние X от точки «врезки» до подстанции, перейдем к более наглядному виду и применим теорему косинусов.

Найдя угол a и b , можно будет найти соотношение сторон от точки «врезки», на какие участки делится основная линия «3-5», а после найти и искомое расстояние X .

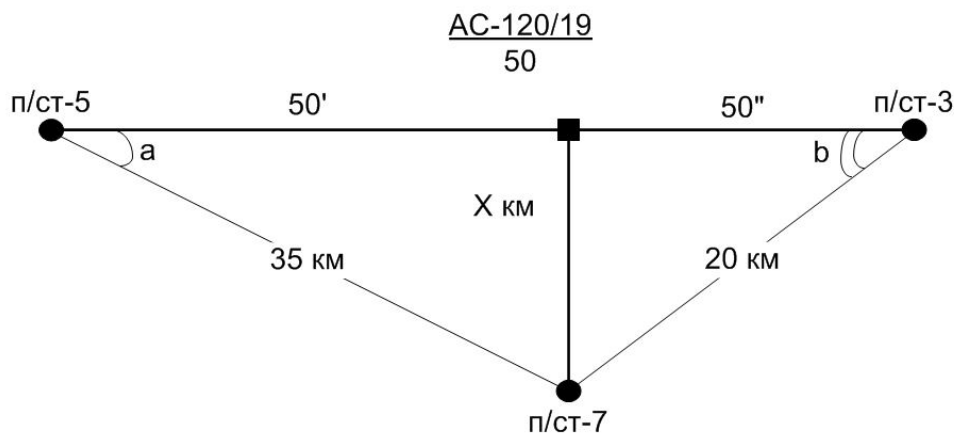


Рисунок 3 – Схема замещения для решения задачи

Как было оговорено ранее, применим теорему косинусов, для нахождения углов a и b .

Найдем угол a :

$$20^2 = 50^2 + 35^2 - 2 \cdot 50 \cdot 35 \cdot \cos(a); \quad (2.7)$$

$$400 = 2500 + 1225 - 3500 \cdot \cos(a); \quad (2.8)$$

$$3500 \cdot \cos(a) = 3325; \quad (2.9)$$

$$\cos(a) = 0,95. \quad (2.10)$$

$$a = \arccos(0,95) = 18,19^\circ. \quad (2.11)$$

Аналогично найдем угол b по формулам (2.7-2.11):

$$35^2 = 50^2 + 20^2 - 2 \cdot 50 \cdot 20 \cdot \cos(b);$$

$$1225 = 2500 + 400 - 2000 \cdot \cos(b);$$

$$2000 \cdot \cos(b) = 1675;$$

$$\cos(b) = 0,8375.$$

$$b = \arccos(0,8375) = 33,12^\circ.$$

Теперь найдем соотношение длин от точки «врезки» на линии «3-5». Поскольку внутренние треугольники прямоугольные, то можно применить теорему синусов и косинусов для прямоугольного треугольника:

$$\cos(a) = 0,95 = \frac{L_{50'}}{L_{35}}; \quad (2.12)$$

$$L_{50'} = L_{35} \cdot \cos(a) = 35 \cdot 0,95 = 33,25 \text{ км}; \quad (2.13)$$

$$\sin(a) = \frac{L_X}{L_{35}} = 0,312; \quad (2.14)$$

$$L_X = L_{35} \cdot \sin(a) = 35 \cdot 0,312 = 10,92 \text{ км} \approx 11 \text{ км}. \quad (2.15)$$

Аналогично с углом b , сделаем расчет по формулам (2.12-2.15):

$$\cos(b) = 0,8375 = \frac{L_{50''}}{L_{20}};$$

$$L_{50''} = L_{20} \cdot \cos(b) = 20 \cdot 0,8375 = 16,75 \text{ км};$$

$$\sin(b) = \frac{L_X}{L_{20}} = 0,546;$$

$$L_X = L_{20} \cdot \sin(b) = 20 \cdot 0,546 = 10,92 \text{ км} \approx 11 \text{ км}.$$

Таким образом, от точки «врезки» в действующей линии «3-5» до подстанции №7 будет идти двухцепная линия длиной 11 км. При этом разрез линии «3-5» нужно делать на расстоянии 33,25 км от подстанции №5 или на расстоянии 16,75 км от подстанции №3, это оптимальный вариант точки разреза линии, поскольку наименьшее расстояние достигается, когда новая линия будет перпендикулярна к действующей.

2.7 Выбор варианта развития сети по укрупненным технико-экономическим показателям

Ограничимся учетом только тех параметров, которые можно оценить, используя укрупненные показатели, а именно:

- 1) капитальные вложения на возведение объектов;
- 2) амортизационные отчисления на их эксплуатацию;

в итоге получим, что формула (2.3) примет новый, более удобный вид:

$$З = E_n \cdot K + И, \quad (2.16)$$

где $З$ – приведенные затраты по укрупненным показателям, тыс. руб.;

E_n – коэффициент эффективности использования капитальных вложений ($\approx 0,2$ для электроэнергетики);

K – капитальные вложения на возведение объектов, тыс. руб.;

$И$ – инвестиции (в состав которых входят амортизационные отчисления), тыс. руб.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Рассматриваем затраты на строительство воздушных линий, поэтому формула (2.4) принимает следующий вид:

$$З = 0,2 \cdot K_{ВЛ} + \frac{P_{ВЛ}}{100\%} \cdot K_{ВЛ}, \quad (2.17)$$

где $P_{ВЛ}$ – амортизационные расходы на ВЛ (=5%), %;

$K_{ВЛ}$ – капитальные вложения на возведение ВЛ, тыс. руб.:

$$K_{ВЛ} = L_{ВЛ} \cdot З_{ВЛ} \cdot K_{инф}, \quad (2.18)$$

где $L_{ВЛ}$ – длина ВЛ, км;

$З_{ВЛ}$ – удельная стоимость возведения 1 км ВЛ в 2008 году, руб./км;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции текущего года по отношению к 2008 году.

После выбора трасс линий электропередач и сечений проводов в этих линиях, необходимо выяснить, какие опоры использовать для возведения воздушных линий: стальные или железобетонные опоры. В таблице 9 приведены цены опор на напряжение 110 кВ[1].

Таблица 9 – Базисные показатели стоимости ВЛ переменного тока на стальных и железобетонных опорах

$U_{ВЛ}$, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые, шт. ×мм ²	Кол-во цепей на опоре, шт.	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км	
				Стальные	Железо- бетонные
110	Свободностоящие	До 150	1	1050	850
			2	1280	1150
110	Свободностоящие	185–240	1	1100	890
			2	1600	1440

Коэффициент инфляции 2019 года по отношению к 2008 году равен 2,32 ($K_{инф} = 2,32$), посчитан специальной программой[1].

Приведем расчет технико-экономических показателей для подстанции №6:

$$K_{ВЛ6'} = L_{ВЛ} \cdot z_{ВЛ} \cdot K_{инф} = 25 \cdot 1280 \cdot 2,32 = 74240 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{ВЛ6''} = L_{ВЛ} \cdot z_{ВЛ} \cdot K_{инф} = 25 \cdot 1150 \cdot 2,32 = 66700 \text{ тыс. руб.}$$

$$z_{6'} = 0,2 \cdot K_{ВЛ6'} + \frac{P_{ВЛ}}{100\%} \cdot K_{ВЛ6'} = 0,2 \cdot 74240 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 74240 = \\ = 18560 \text{ тыс. руб.};$$

$$z_{6''} = 0,2 \cdot K_{ВЛ6''} + \frac{P_{ВЛ}}{100\%} \cdot K_{ВЛ6''} = 0,2 \cdot 66700 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 66700 = \\ = 16675 \text{ тыс. руб.}$$

Оценим приведенные затраты по относительной разнице затрат:

$$\delta = \frac{|z_1 - z_2|}{(z_1 + z_2)/2} \cdot 100\%, \quad (2.19)$$

если относительная разница не превысит 5% (принимают такое значение для электроэнергетики), то можно считать, что оба варианта равноэкономичны, и мы можем принять любой из них; если разница превысит 5%, то принимаем вариант, который меньше стоит.

Относительная разница затрат для подстанции №6 будет равна:

$$\delta_6 = \frac{|z_{6'} - z_{6''}|}{(z_{6'} + z_{6''})/2} \cdot 100\% = \frac{|18560 - 16675|}{(18560 + 16675)/2} \cdot 100\% = 10,7\%.$$

Полученный результат больше 5%, следовательно, принимаем самый дешевый вариант: трасса 1 (6'' = 25 км) с железобетонными опорами.

Приведем расчет технико-экономических показателей для подстанции №7, для трассы от точки «врезки» в линию «3-5» (7''' = 11 км):

$$K_{ВЛ71'} = L_{ВЛ} \cdot z_{ВЛ} \cdot K_{инф} = 11 \cdot 1280 \cdot 2,32 = 32665,6 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{ВЛ71''} = L_{ВЛ} \cdot z_{ВЛ} \cdot K_{инф} = 11 \cdot 1150 \cdot 2,32 = 29348 \text{ тыс. руб.}$$

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

$$Z_{71'} = 0,2 \cdot K_{ВЛ71'} + \frac{P_{ВЛ}}{100\%} \cdot K_{ВЛ71'} = 0,2 \cdot 32665,6 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 32665,6 = 8166,4 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_{71''} = 0,2 \cdot K_{ВЛ71''} + \frac{P_{ВЛ}}{100\%} \cdot K_{ВЛ71''} = 0,2 \cdot 29348 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 29348 = 7337 \text{ тыс. руб.}$$

Относительная разница затрат для подстанции №7 по формуле (2.7) будет равна:

$$\delta_{71} = \frac{|Z_{71'} - Z_{71''}|}{(Z_{71'} + Z_{71''})/2} \cdot 100\% = \frac{|8166,4 - 7337|}{(8166,4 + 7337)/2} \cdot 100\% = 10,7\%.$$

Полученный результат больше 5%, следовательно, принимаем самый дешевый вариант: трасса от точки «врезки» в линию «3-5» (7'' = 11 км) с железобетонными опорами.

Приведем расчет технико-экономических показателей для электростанции №2, для трассы 1 (II' = 55 км):

$$K_{ВЛII1'} = L_{ВЛ} \cdot Z_{ВЛ} \cdot K_{инф} = 50 \cdot 1600 \cdot 2,32 = 185600 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{ВЛII1''} = L_{ВЛ} \cdot Z_{ВЛ} \cdot K_{инф} = 50 \cdot 1440 \cdot 2,32 = 167040 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{II1'} = 0,2 \cdot K_{ВЛII1'} + \frac{P_{ВЛ}}{100\%} \cdot K_{ВЛII1'} = 0,2 \cdot 185600 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 185600 = 46400 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_{II1''} = 0,2 \cdot K_{ВЛII1''} + \frac{P_{ВЛ}}{100\%} \cdot K_{ВЛII1''} = 0,2 \cdot 167040 + \frac{5\%}{100\%} \cdot 167040 = 41760 \text{ тыс. руб.}$$

Относительная разница затрат для подстанции №7 по формуле (2.7) будет равна:

$$\delta_{II1} = \frac{|Z_{II1'} - Z_{II1''}|}{(Z_{II1'} + Z_{II1''})/2} \cdot 100\% = \frac{|46400 - 41760|}{(46400 + 41760)/2} \cdot 100\% = 10,53\%.$$

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Полученный результат больше 5%, следовательно, принимаем самый дешевый вариант: трасса 1 ($l' = 50$ км) с железобетонными опорами.

Для трассы 2 ($l' = 55$ км) относительная разница останется точно такой же, поэтому примем аналогичный вариант: трасса 2 с железобетонными опорами.

Окончательный вариант подключения новых объектов в сети 110 кВ приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Подключение новых объектов

Объект	Трасса №	Длина трассы, км	Марка провода	Кол-во цепей	Тип опор
Подстанция №6	Трасса 6''	25	АС-150/24	2	Железобетонные
Подстанция №7	Трасса 7'''	11	АС-120/19	2	Железобетонные
Электростанция №2	Трасса l'	50	АС-240/32	2	Железобетонные
	Трасса l''	55	АС-240/32	2	Железобетонные

2.8 Выбор оборудования на проектируемую подстанцию №6

2.8.1 Разработка структурной схемы

Осталось выбрать оборудование на новую подстанцию №6. Структурная схема ОРУ 110 кВ для транзитной подстанции будет выглядеть как показано на рисунке 2[4].

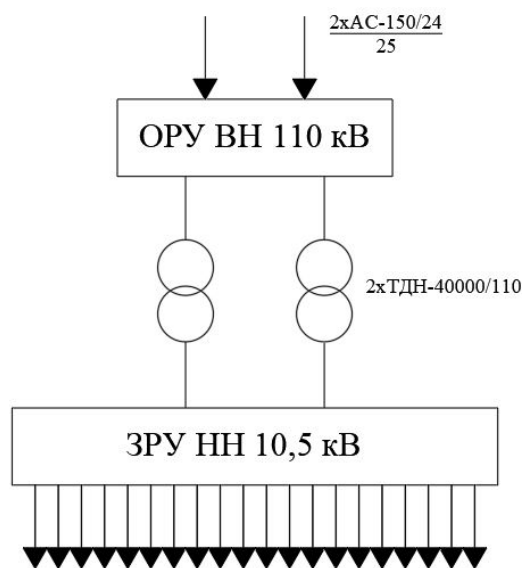


Рисунок 4 – Структурная схема подстанции №6

Таблица 11 – Характеристика трансформатора ТДН-40000/110

Характеристика	Значение
$S_{\text{ном}}$	40 МВА
$U_{\text{ВН}}$	115 кВ
$U_{\text{НН}}$	10,5 кВ
ΔP_X	50 кВт
ΔQ_X	260 кВАр

Таблица 12 – Характеристика провода АС-150/24

Характеристика	Значение
R_0	0,204 Ом/км
X_0	0,420 Ом/км
B_0	$2,707 \times 10^{-6}$ См/км
$I_{\text{длит}}$	450 А

Примем, что линия на стороне низкого напряжения выполнена в виде кабельной линии из 20 кабелей, тогда ток нагрузки для одного кабеля будет найден по формуле (2.4):

$$I_{\text{перед}} = \frac{S_{\text{перед}}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{39,78}{20 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 106,6 \approx 107 \text{ А.}$$

На низкой стороне используют секционную схему питания потребителя, а это значит, что на каждую секцию приходится по 10 кабелей. При аварийном режиме, отключается вся секция, то есть, в работе останется всего 10 питающих линий, тогда ток в послеаварийном режиме для одного кабеля будет равен:

$$I_{\text{пав}} = \frac{S_{\text{перед}}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{39,78}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 213,2 \approx 214 \text{ А.}$$

Для кабелей с бумажной, резиновой и поливинилхлоридной изоляцией, при $T_{\text{max}} > 5000$ ч, экономическая плотность тока будет равна $1,0 \text{ А/мм}^2$ ($j_{\text{э}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$)[1]. Тогда сечение кабеля будет найден по формуле (2.5):

$$F_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{перед}}}{j_{\text{э}}} = \frac{107}{1} = 107 \text{ мм}^2.$$

Используем кабель с тремя жилами под каждую фазу, как было принято ранее. Примем вариант трехжильного кабеля для прокладки в земле ААШВУ-10 с сечением одной жилы 120 мм² и длительно допустимым током при прокладке кабеля в земле 240 А[1].

Таблица 13 – Характеристика кабеля ААШВУ-10

Характеристика	Значение
$F_{\text{пр}}$	3×120 мм ²
$I_{\text{длит}}$	3×240 А

2.8.2 Разработка главной схемы распределительных устройств

Выбор главной схемы подстанции зависит от назначения, роли и местоположения объекта в системе.

Для стороны высшего напряжения примем схему распределительного устройства «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», а на сторону низкого напряжения примем схему распределительного устройства «Одна, секционированная выключателем, система шин»[4][5]. Схемы показаны на рисунках 3 и 4 соответственно.

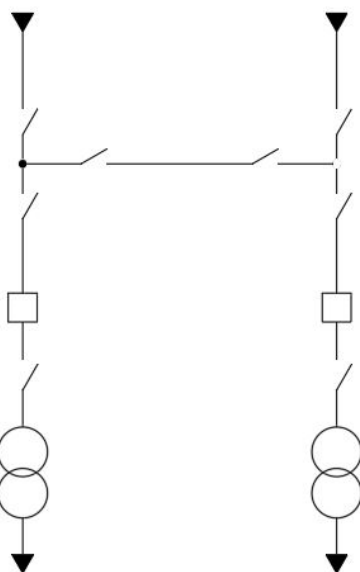


Рисунок 5 – Схема ОРУ на 110 кВ

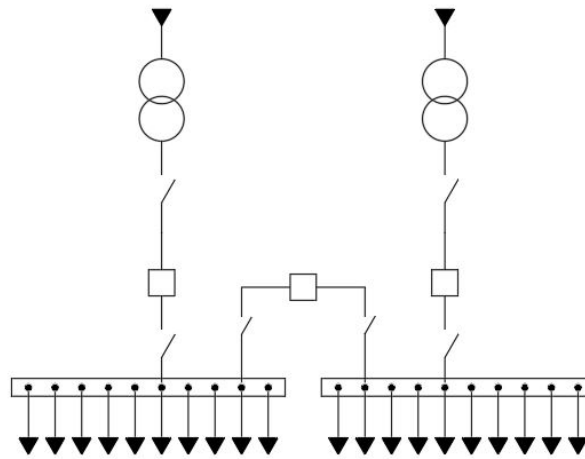


Рисунок 6 – Схема ЗРУ на 10 кВ

2.8.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания нужно выполнить для выбора коммутационной аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов по условию термической и электродинамической стойкости.

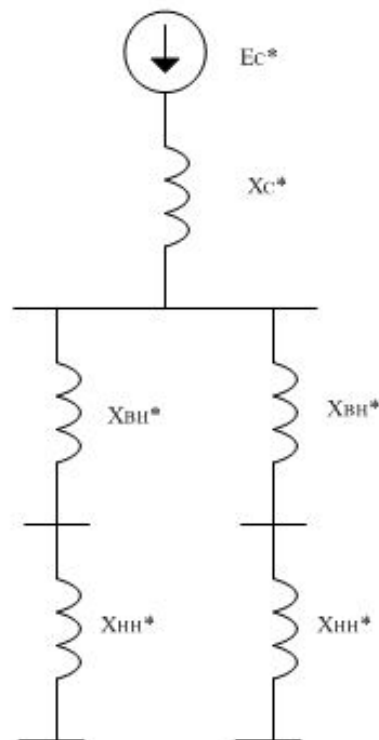


Рисунок 7 – Общая схема замещения

Для расчетов примем, что ЭДС системы равно 1 ($E_{C*} = 1,0$), реактанс системы равен 0,2 ($X_{C*} = 0,02$), а базисная мощность равна 100 МВА ($S_B = 100$ МВА)[6].

Для стороны высокого напряжения схема замещения будет выглядеть, как показано на рисунке 6.

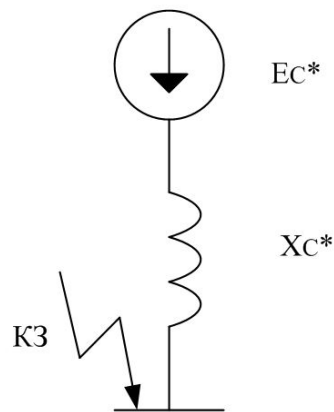


Рисунок 8 – Схема замещения для КЗ на стороне высшего напряжения

Ток трехфазного короткого замыкания в относительных единицах будет равен:

$$I_{ВН}^{(3)} = \frac{E_{C*}}{X_{C*}} = \frac{1}{0,02} = 50 \text{ о. е.} \quad (2.11)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в именованных единицах будет равен:

$$I_{ВН}^{(3)} = I_{ВН}^{(3)} \cdot \frac{S_{Б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.номКЗ}} = 50 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 25,102 \text{ кА}, \quad (2.12)$$

где $U_{ср.номКЗ}$ – среднее номинальное напряжение короткого замыкания, кВ.

В данном случае рассматривается «Система, связанная с шинами, где рассматривается КЗ воздушными ЛЭП напряжением 110-150 кВ»[6]. Тогда ударный коэффициент равен 1,608 ($K_y = 1,608$), а значение постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ равно 0,02 с ($T_a = 0,02$ с).

Ударный ток трехфазного короткого замыкания будет равен:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{ВН}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 25,102 = 57,08 \text{ кА}. \quad (2.13)$$

Для стороны низкого напряжения схема замещения будет выглядеть, как показано на рисунке 7.

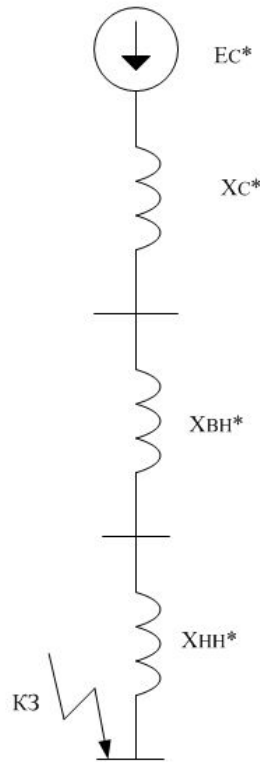


Рисунок 9 – Схема замещения для КЗ на стороне низкого напряжения

Преобразуем схему замещения, сопротивление обмотки высокого напряжения трансформатора в относительных единицах будет равно:

$$X_{ВН1*} = X_{ВН2*} = 0,125 \cdot \frac{U_k \cdot S_B}{100\% \cdot S_{Т.НОМ}} = 0,125 \cdot \frac{10,5\% \cdot 100}{100\% \cdot 40} = 0,033 \text{ о. е.}, \quad (2.14)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{Т.НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Сопротивление обмотки низкого напряжения трансформатора в относительных единицах будет равно:

$$X_{НН1*} = X_{НН2*} = 1,75 \cdot \frac{U_k \cdot S_B}{100\% \cdot S_{Т.НОМ}} = 1,75 \cdot \frac{10,5\% \cdot 100}{100\% \cdot 40} = 0,46 \text{ о. е.} \quad (2.15)$$

Полное сопротивление обмоток трансформатора в относительных единицах равно:

$$X_{Т*} = (X_{ВН1*} + X_{НН1*}) = (X_{ВН2*} + X_{НН2*}) = 0,033 + 0,46 = 0,493 \text{ о. е.} \quad (2.16)$$

Представим новую схему замещения для стороны низкого напряжения.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

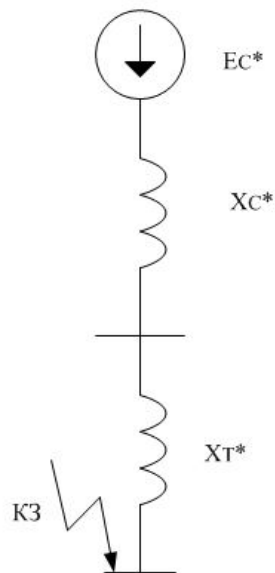


Рисунок 10 – Схема замещения после преобразования обмоток трансформатора

Полное сопротивление до точки КЗ в относительных единицах равно:

$$X_{0*} = X_{C*} + X_{T*} = 0,02 + 0,493 = 0,513 \text{ о. е.} \quad (2.17)$$

Представим новую схему замещения для стороны низкого напряжения.

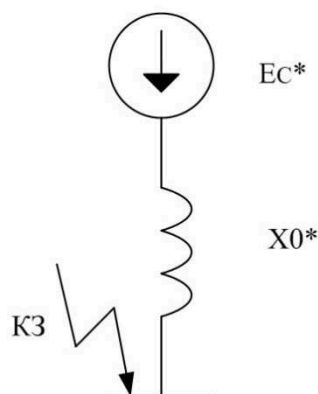


Рисунок 11 – Конечная схема замещения для КЗ на стороне низкого напряжения

Аналогично для стороны высшего напряжения рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания и ударный ток по формулам (2.11-2.13):

$$I_{\text{НН}}^{(3)} = \frac{E_{C*}}{X_{0*}} = \frac{1}{0,513} = 1,949 \text{ о. е.};$$

$$I_{\text{НН}}^{(3)} = I_{\text{НН}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.номКЗ}}} = 1,949 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 10,72 \text{ кА.}$$

В данном случае рассматривается «Система, связанная со сборными шинами 6-10 кВ, через трансформатор мощностью 32-80 МВА»[6]. Тогда ударный коэффициент равен 1,834 ($K_y = 1,834$), а значение постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ равно 0,058 с ($T_a = 0,058$ с).

Тогда ударный ток равен:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{ВН}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,834 \cdot 10,72 = 27,8 \text{ кА.}$$

2.8.4 Выбор коммутационной аппаратуры

Выбор коммутационной аппаратуры проводится в соответствии с ПУЭ[2].

На стороне ВН принимаем к установке элегазовый выключатель, так как масляные выключатели морально устарели и требуют больших средств для эксплуатации, воздушные выключатели также морально устарели и занимают много места, вакуумные выключатели подходят лишь для низкого напряжения.

Примем баковый элегазовый выключатель – ВГБУ-110/40/2000:

- 1) собственное время отключения выключателя $t_{с.в} = 0,03$;
- 2) полное время отключения выключателя $t_{полн} = 0,06$;
- 3) номинальный ток отключения $I_{отк.ном} = 40$ кА;
- 4) отключающая способность выключателя $\beta_n = 45$ %;
- 5) номинальный ток термической стойкости выключателя $I_{тер} = 40$ кА;
- 6) номинальное время термической стойкости выключателя $t_{тер} = 3$ с.

Примем время срабатывания релейной защиты $t_{рза.min} = 0,01$ с, а выдержку времени релейной защиты $t_{рза} = 0,1$ с.

Расчетное время отключения выключателя:

$$\tau = t_{рза.min} + t_{с.в} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.} \quad (2.18)$$

Время отключения выключателя:

$$t_{откл} = t_{рза} + t_{полн} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с.} \quad (2.19)$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ВН}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 25,102 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,02}} = 4,8 \text{ кА.} \quad (2.20)$$

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Тепловой импульс квадратичного тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{ВН}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 25,102^2 \cdot (0,16 + 0,02) = 113,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.21)$$

Термическая стойкость выключателя:

$$B_{к.выкл} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.22)$$

Допустимое содержание апериодической составляющей, отключающая способность выключателя (не должна превышать 40%):

$$\beta_H = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном}} \cdot 100\% = \frac{4,8}{\sqrt{2} \cdot 40} \cdot 100\% = 8,49 \%. \quad (2.23)$$

Таблица 14 – Характеристика выключателя ВГБУ-110/40/2000

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{раб} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 356,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{ВН}^{(3)} = 25,102 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ А}$
$i_{уд} = 57,08 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 113,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.выкл} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$\beta_H = 8,49 \%$	$\beta_H = 45 \%$

Данный выключатель полностью проходит по электродинамической и термической стойкости. Этот выключатель можно установить на все присоединения ОРУ 110 кВ, так как все параметры одинаковые, отличие составляет лишь рабочий ток на каждом присоединении.

На сторону низкого напряжения нецелесообразно устанавливать маломасляные выключатели, так они морально устарели и требуют больших средств для эксплуатации, электромагнитные выключатели также морально устарели и занимают гораздо больше места маломасляных, следует установить вакуумные выключатели, поскольку они современные, компактные и тихие при отключении.

Примем вакуумный выключатель ВВЭ-10/31,5/2500 с характеристиками:

- 1) собственное время отключение выключателя $t_{c.в} = 0,055$;
- 2) полное время отключения выключателя $t_{полн} = 0,075$;
- 3) номинальный ток отключения $I_{отк.ном} = 31,5$ кА;
- 4) отключающая способность выключателя $\beta_H = 40$ %;
- 5) номинальный ток термической стойкости выключателя $I_{тер} = 31,5$ кА;
- 6) номинальное время термической стойкости выключателя $t_{тер} = 3$ с.

Аналогично, как для и выключателя на высокой стороне, сделаем расчет необходимых данных по формулам (2.18-2.23):

$$\tau = t_{рза.min} + t_{c.в} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с};$$

$$t_{откл} = t_{рза} + t_{полн} = 0,1 + 0,075 = 0,175 \text{ с};$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{HH}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,72 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,058}} = 4,94 \text{ кА};$$

$$B_K = I_{HH}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 10,72^2 \cdot (0,175 + 0,058) = 26,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

$$\beta_H = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном}} \cdot 100\% = \frac{4,94}{\sqrt{2} \cdot 31,5} \cdot 100\% = 11,09 \text{ \%}.$$

Таблица 15 – Характеристика выключателя ВВЭ-10/31,5/2500

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{раб} = 10$ кВ	$U_{ном} = 11$ кВ
$I_{max} = 2187,33$ А	$I_{ном} = 2500$ А
$I_{HH}^{(3)} = 10,72$ кА	$I_{отк.ном} = 31,5$ А
$i_{уд} = 27,8$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_K = 26,78$ кА ² ·с	$B_{к.выкл} = 2976,75$ кА ² ·с
$\beta_H = 11,09$ %	$\beta_H = 40$ %

Данный выключатель полностью проходит по электродинамической и

термической стойкости, следовательно, его можно установить на присоединения трансформаторов к шинам ЗРУ 10 кВ, а также на секционный выключатель.

Примем вакуумный выключатель ВВЭ-10/31,5/630 с характеристиками:

- 1) собственное время отключения выключателя $t_{c.в} = 0,055$;
- 2) полное время отключения выключателя $t_{полн} = 0,075$;
- 3) номинальный ток отключения $I_{отк.ном} = 31,5$ кА;
- 4) отключающая способность выключателя $\beta_H = 40$ %;
- 5) номинальный ток термической стойкости выключателя $I_{тер} = 31,5$ кА;
- 6) номинальное время термической стойкости выключателя $t_{тер} = 3$ с.

Аналогично сделаем расчет необходимых данных по формулам (2.18-2.23):

$$\tau = t_{рза.min} + t_{c.в} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с};$$

$$t_{откл} = t_{рза} + t_{полн} = 0,1 + 0,075 = 0,175 \text{ с};$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{HH}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,72 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,058}} = 4,94 \text{ кА};$$

$$B_K = I_{HH}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 10,72^2 \cdot (0,175 + 0,058) = 26,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

$$\beta_H = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном}} \cdot 100\% = \frac{4,94}{\sqrt{2} \cdot 31,5} \cdot 100\% = 11,09 \text{ \%}.$$

Таблица 16 – Характеристика выключателя ВВЭ-10/31,5/630

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{раб} = 10$ кВ	$U_{ном} = 11$ кВ
$I_{max} = 214$ А	$I_{ном} = 630$ А
$I_{HH}^{(3)} = 10,72$ кА	$I_{отк.ном} = 31,5$ А
$i_{уд} = 27,8$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_K = 26,78$ кА ² ·с	$B_{к.выкл} = 2976,75$ кА ² ·с
$\beta_H = 11,09$ %	$\beta_H = 40$ %

Данный выключатель точно также проходит по всем условиям, его устанавливаем на присоединения кабельных линий к шинам ЗРУ 10 кВ.

2.8.5 Выбор разъединителей

Поскольку разъединители не участвуют в процессе отключения объекта от сети как выключатели, то для их выбора следует рассматривать только термическую стойкость при коротком замыкании, а в остальном, выбор разъединителей схож с выбором выключателей: по номинальному напряжению, рабочему и ударному току.

Примем на высокую сторону двухколонковый разъединитель с заземляющими ножами РДЗ-110/1000Н с характеристиками:

- 1) номинальный ток термической стойкости $I_{тер} = 25$ кА;
- 2) номинальное время термической стойкости $t_{тер} = 3$ с.

Расчет термической стойкости проведем аналогично как для выключателя высокой стороны ОРУ 110 кВ, по формулам (2.21-2.22):

Тепловой импульс квадратичного тока короткого замыкания определяется по выбранному выключателю:

$$B_k = I_{ВН}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 25,102^2 \cdot (0,16 + 0,02) = 113,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

А термическая стойкость самого разъединителя:

$$B_{к.разъед} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 17 – Характеристика разъединителя РДЗ-110/1000Н

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{раб} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 214$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_{уд} = 57,08$ кА	$i_{дин} = 63$ кА
$B_k = 110,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.выкл} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный разъединитель подходит по всем критериям, поэтому примем его к установке на все присоединения ОРУ 110 кВ.

На низкую сторону нет смысла выбирать разъединители, поскольку в ЗРУ 10 кВ будут установлены комплектные распределительные устройства – КРУ, в их составе есть выкатная тележка; тем самым она служит своеобразным разъединителем в системе низкого напряжения подстанции №6.

2.8.6 Выбор оставшихся элементов

Для ОРУ 110 кВ ошиновку выполним тем же проводом, каким выполнен провод линии ввода, то есть проводом марки АС-150/24. Этот провод подходил по всем режимам для линии 110 кВ, следовательно, подойдет и для всех режимов подстанции №6. Подвешен провод будет на линейном полимерном подвесном стерневом изоляторе – ЛК-70/110-А-2-УХЛ1.

В ЗРУ 10 кВ установим КРУ-104М. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВВЭ.

На высокую сторону примем к установке ограничители перенапряжения – ОПН-П1-110/88/10/4УХЛ1 (ОПНн-П1-110/60/10/4), а для низкой стороны примем ОПН-П1-10/11,5/10/2.

Для высокой стороны трансформатор тока встроен в баковый элегазовый выключатель ВГБУ-110, там установлен ТВ-110/300/5-І-У2, для низкой стороны примем два трансформатора тока: на присоединение трансформатора к шинам ЗРУ и секционный выключатель – ТЛ-10/3000/5-1У3, а для кабельных присоединений – ТЛ-10/300/5-1У3.

На ОРУ 110 кВ установим трансформатор напряжения – 3×ЗНОГ-110/110000-100-100, для низкой стороны выберем – 3×ЗНОЛ.06-10/10000-100-100.

В качестве контрольно измерительного прибора для ВН было решено использовать многофункциональный прибор ЩМ-120. Предназначен для измерения электрических параметров в трехфазных сетях переменного тока с последующей передачей результатов измерений в системы верхнего уровня.

На сторону НН был выбран прибор ШП-02П, он предназначен для измерения преобразования силы тока, напряжения и частоты в однофазных электрических сетях и других цепях переменного тока в выходные унифицированные сигналы постоянного тока и передачи измерений[6][7].

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

3 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 110/35 КВ

В данном разделе будет рассмотрено три основных режима:

- 1) режим максимальных нагрузок;
- 2) режим минимальных нагрузок;
- 3) послеаварийный режим по схеме «N-1».

Режим максимальных нагрузок выполняется с целью проверки загруженности сечений сети в условиях наибольших нагрузок (потребления) электроэнергии; позволяет оценить перегрузочную способность сети, а также оценить качество электроэнергии при максимальных нагрузках (потреблении).

Режим минимальных нагрузок выполняется с целью проверки напряжения в узлах сети, когда нагрузки (потребление) электроэнергии минимальны; позволяет выявить рост напряжения в узлах сети.

Послеаварийный режим выполняется с целью поиска перегружающихся сечений сети при отключении любого элемента сети (линии или трансформатора); позволяет оценить способность оставшихся элементов сети выдержать мощность больше номинальной в течение короткого срока эксплуатации.

3.1 Режим максимальных нагрузок

Составим характерные таблицы из программы NetWORKS, рисунок 12.

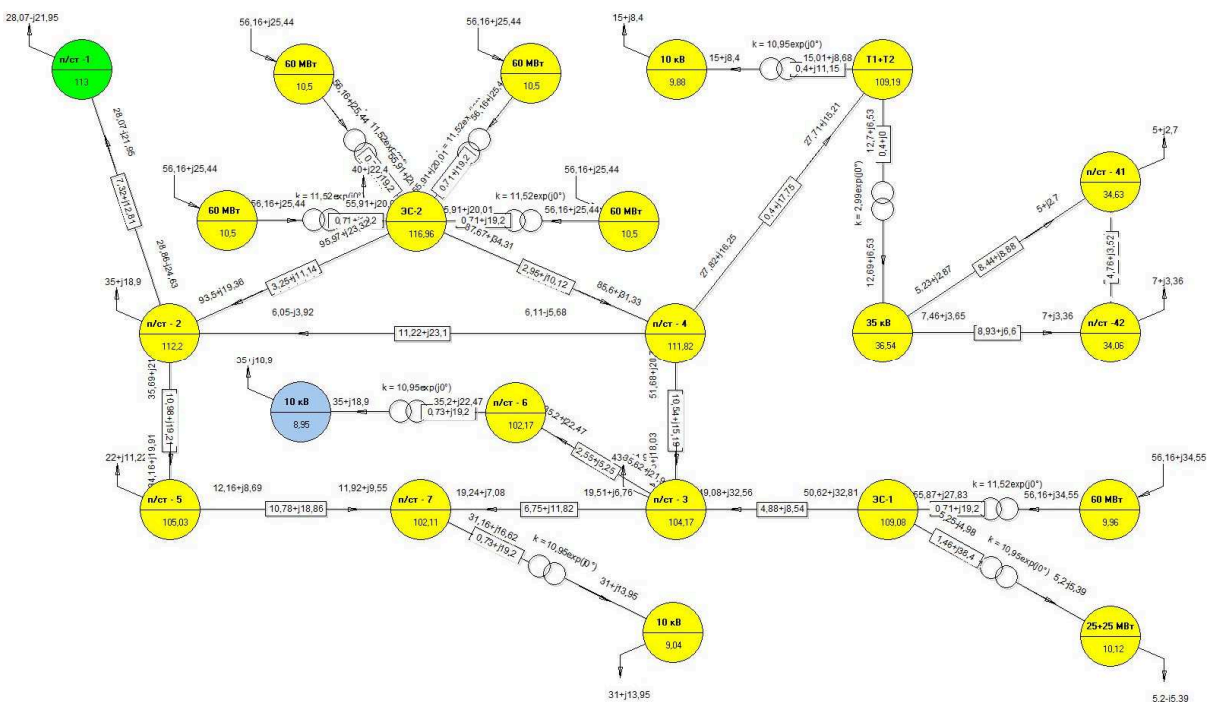


Рисунок 12 – Режим максимальных нагрузок

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

П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР

Лист

51

Таблица 18 – Напряжение в узлах сети

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{реал}}$, кВ	δ , %
П/ст-1 // ш. ВН (БУ)	110	113	2,73
П/ст-2 // ш. ВН	110	112,20	2,00
П/ст-3 // ш. ВН	110	104,17	-5,30
П/ст-4 // ш. ВН	110	111,82	1,65
П/ст-4 // ш. СН	35	36,54	4,40
П/ст-4 // ш. НН	10	9,88	-1,20
П/ст-41 // ш. ВН	35	34,63	-1,06
П/ст-42 // ш. ВН	35	34,06	-2,69
П/ст-5 // ш. ВН	110	105,03	-4,52
П/ст-6 // ш. ВН	110	102,17	-7,12
П/ст-6 // ш. НН	10	8,95	-10,50
П/ст-7 // ш. ВН	110	102,11	-7,17
П/ст-7 // ш. НН	10	9,04	-9,60
ЭС-I // ш. ВН	110	109,08	-0,84
ЭС-II // ш. ВН	110	116,96	6,33

На подстанции №6 (ш. НН) напряжение отклоняется от допустимого больше 10%, согласно ПУЭ, следовательно, необходимо корректировать положение отпаек РПН у трансформаторов, иначе потери в сетях 10 кВ на новых подстанциях будут достаточно большие.

Таблица 19 – Токи в ветвях сети

Название ветви	Исполнение	$I_{\text{пред}}$, А	I , А	j , А/мм ²	$K_{\text{пер}}$
Линия «1-2»	2×АС-120/19	390	188,26	0,784	0,483
Линия «2-4»	АС-150/24	450	39,82	0,265	0,088

Окончание таблицы 19

Линия «2–5»	АС-120/19	390	215,78	1,798	0,553
Линия «2–ЭС-II»	2×АС-240/32	610	489,62	1,020	0,803
Линия «3–4»	АС-95/16	330	289,14	3,044	0,876
Линия «3–7»	АС-120/19	390	115,02	0,959	0,295
Линия «3–ЭС- I»	2×АС-120/19	390	323,02	1,346	0,828
Линия «4–41»	АС-70/11	265	94,50	1,350	0,357
Линия «4–42»	АС-50/8	210	131,49	2,630	0,626
Линия «41-42»	АС-50/8	210	Отключена		
Линия «4–ЭС-II»	2×АС-240/32	610	468,24	0,975	0,768
Линия «3–6»	2×АС-150/24	450	234,48	0,782	0,521
Линия «5–7»	АС-120/19	390	84,48	0,704	0,217
ЭС-I // Т ₁	ТДЦ-80000/110	–	–	–	0,783
ЭС-I // Т ₂	ТДН-40000/110	–	–	–	0,184
ЭС-II // Т ₁	ТДЦ-80000/110	–	–	–	0,745
ЭС-II // Т ₂	ТДЦ-80000/110	–	–	–	0,745
ЭС-II // Т ₃	ТДЦ-80000/110	–	–	–	0,745
ЭС-II // Т ₄	ТДЦ-80000/110	–	–	–	0,745
П/ст-4 // Т ₁	ТДТН-25000/110	–	–	–	1,265
П/ст-4 // Т ₂	ТДТН-25000/110	–	–	–	1,265
П/ст-6 // Т ₁	ТДН-40000/110	–	–	–	1,037
П/ст-6 // Т ₂	ТДН-40000/110	–	–	–	1,037
П/ст-7 // Т ₁	ТДН-40000/110	–	–	–	0,877
П/ст-7 // Т ₂	ТДН-40000/110	–	–	–	0,877

Из таблицы 19 можно сделать следующие выводы: воздушные линии, у которых коэффициент перегрузки больше 1, либо плотность тока больше 2, то линии с таким сечением проводов нужно менять на линии с сечением более подходящим по рабочему току; трансформаторы на электростанциях, у которых коэффициент перегрузки больше 1, то они также заменяются на более мощные; трансформаторы на подстанциях, у которых коэффициент перегрузки больше 1,4, то они также идут под замену на подходящую мощность.

3.2 Режим минимальных нагрузок

Составим характерные таблицы из программы *NetWORKS*, рисунок 13.

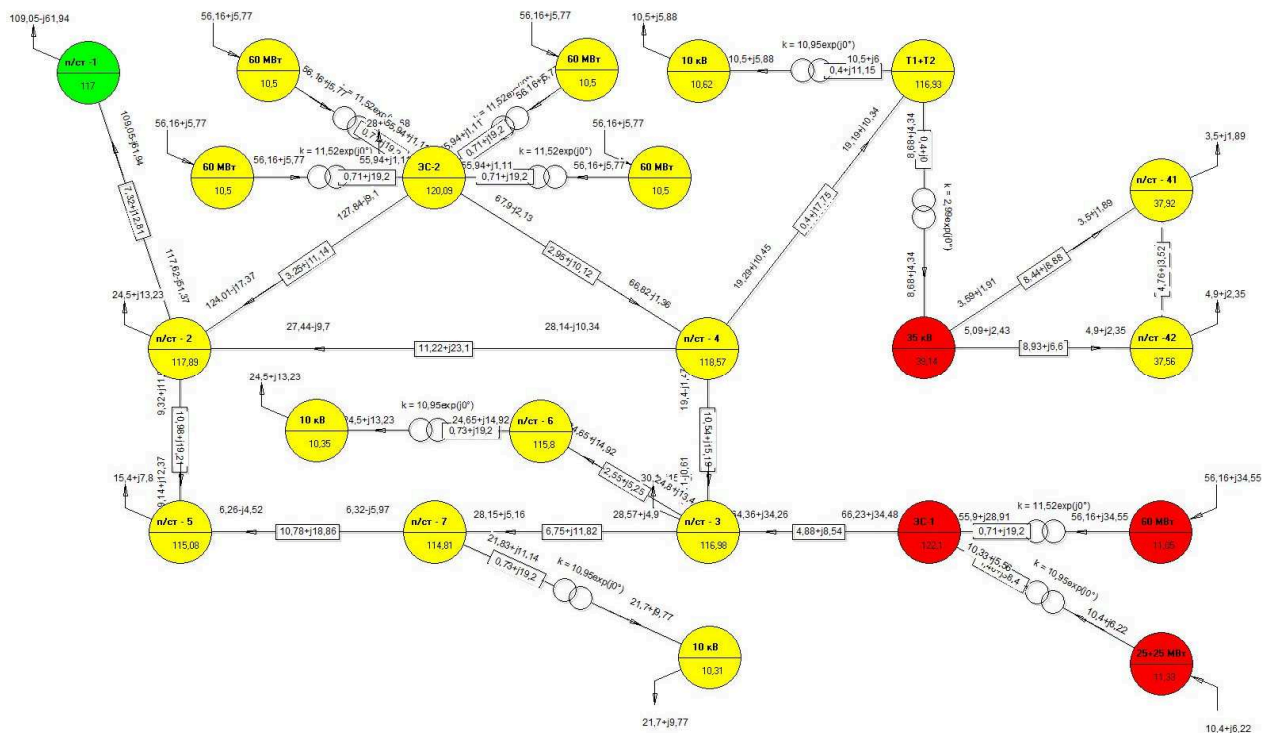


Рисунок 13 – Режим минимальных нагрузок

Таблица 20 – Напряжение в узлах сети

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{реал}}$, кВ	δ , %
П/ст-1 // ш. ВН (БУ)	110	117	6,36
П/ст-2 // ш. ВН	110	117,89	7,17
П/ст-3 // ш. ВН	110	116,98	1,16
П/ст-4 // ш. ВН	110	118,57	7,79
П/ст-4 // ш. СН	35	39,14	11,83

Окончание таблицы 20

П/ст-4 // ш. НН	10	10,62	6,20
П/ст-41 // ш. ВН	35	37,92	8,34
П/ст-42 // ш. ВН	35	37,56	7,31
П/ст-5 // ш. ВН	110	115,08	4,62
П/ст-6 // ш. ВН	110	115,8	5,27
П/ст-6 // ш. НН	10	10,35	3,50
П/ст-7 // ш. ВН	110	114,81	4,37
П/ст-7 // ш. НН	10	10,31	3,10
ЭС-I // ш. ВН	110	122,1	11,00
ЭС-II // ш. ВН	110	120,09	9,17

Из таблицы 20 видно, что на подстанции №4 (ш. СН) и на электростанции №1 перенапряжение, данную проблему можно решить с помощью СТК.

Таблица 21 – Токи в ветвях сети

Название ветви	Исполнение	$I_{пред}, A$	I, A	$j, A/mm^2$	$K_{пер}$
Линия «1–2»	2×АС-120/19	390	624,32	2,601	1,601
Линия «2–4»	АС-150/24	450	144,31	0,962	0,321
Линия «2–5»	АС-120/19	390	74,00	0,617	0,190
Линия «2–ЭС-II»	2×АС-240/32	610	615,16	1,282	1,008
Линия «3–4»	АС-95/16	330	94,53	0,995	0,286
Линия «3–6»	2×АС-150/24	450	70,67	0,471	0,157
Линия «3–7»	АС-120/19	390	143,53	1,196	0,368
Линия «3–ЭС- I»	2×АС-120/19	390	356,56	1,486	0,914
Линия «4–41»	АС-70/11	265	60,30	0,861	0,228
Линия «4–42»	АС-50/8	210	83,36	1,667	0,397

Окончание таблицы 21

Линия «41-42»	АС-50/8	210	Отключена		
Линия «4-ЭС-II»	2×АС-240/32	610	326,14	0,679	0,535
Линия «5-7»	АС-120/19	390	41,15	0,343	0,106
ЭС-I // T ₁	ТДЦ-80000/110	–	–	–	0,790
ЭС-I // T ₂	ТДН-40000/110	–	–	–	0,298
ЭС-II // T ₁	ТДЦ-80000/110	–	–	–	0,700
ЭС-II // T ₂	ТДЦ-80000/110	–	–	–	0,700
ЭС-II // T ₃	ТДЦ-80000/110	–	–	–	0,700
ЭС-II // T ₄	ТДЦ-80000/110	–	–	–	0,700
П/ст-4 // T ₁	ТДТН-25000/110	–	–	–	0,872
П/ст-4 // T ₂	ТДТН-25000/110	–	–	–	0,872
П/ст-6 // T ₁	ТДН-40000/110	–	–	–	0,711
П/ст-6 // T ₂	ТДН-40000/110	–	–	–	0,711
П/ст-7 // T ₁	ТДН-40000/110	–	–	–	0,605
П/ст-7 // T ₂	ТДН-40000/110	–	–	–	0,605

3.3 Послеаварийный режим

Составим характерные таблицы из программы NetWORKS.

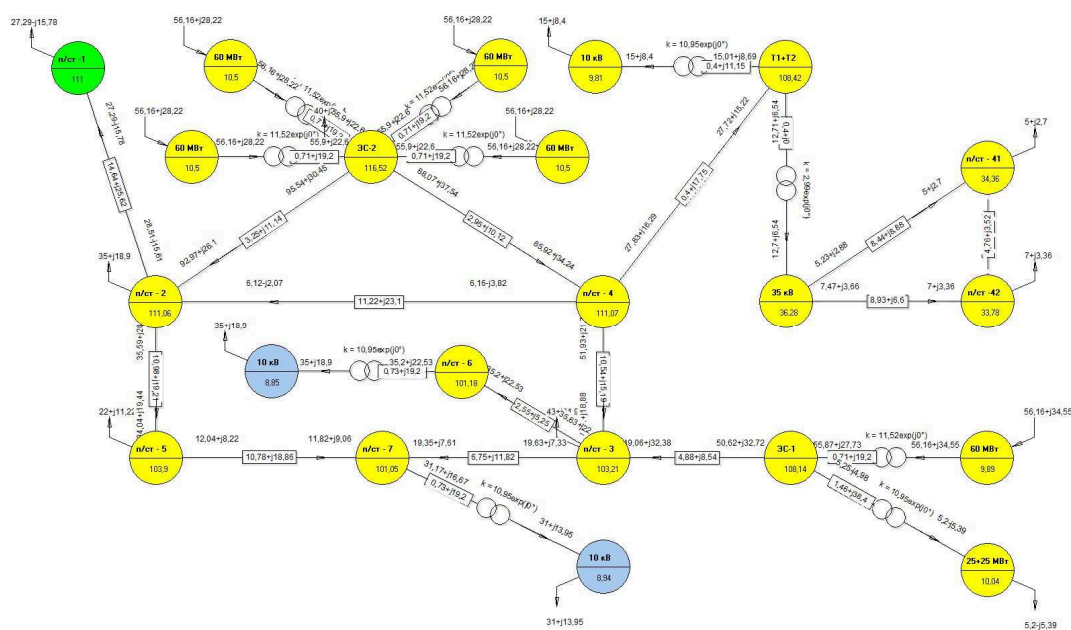


Рисунок 14 – Послеаварийный режим: отключение 1 цепи линии «1-2»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР

Лист

56

В этом режиме будет происходить поочередное отключение одного элемента сети 110/35 кВ: одна цепь какой-либо линии электропередач, один трансформатор какой-либо подстанции или электростанции.

В данном параграфе будут учтены только те варианты, при которых напряжение на подстанциях будут выходить за допустимый диапазон $\pm 10\%$ от номинала, а также линии или трансформаторы, которые будут перегружены сверх допустимого предела. Возможные варианты послеаварийного режима представлены на рисунках в приложении.

Таблица 22 – Напряжение в узлах сети

Отключаемый элемент	Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{реал}}$, кВ	δ , %
1 цепь воздушной линии «1–2»	П/ст-6 // ш. НН	10	8,85	-11,50
	П/ст-7 // ш. НН	10	8,94	-10,60
1 цепь воздушной линии «2–4»	П/ст-6 // ш. НН	10	8,84	-11,60
	П/ст-7 // ш. НН	10	8,93	-10,70
1 цепь воздушной линии «2–ЭС-II»	П/ст-6 // ш. НН	10	8,76	-12,40
	П/ст-7 // ш. НН	10	8,83	-11,70
1 цепь воздушной линии «3–6»	П/ст-6 // ш. ВН	110	98,56	-10,40
	П/ст-6 // ш. НН	10	8,6	-14,00
	П/ст-7 // ш. НН	10	8,91	-10,90
1 цепь воздушной линии «3–7»	П/ст-5 // ш. ВН	110	98,01	-10,90
	П/ст-7 // ш. ВН	110	90,73	-17,52
	П/ст-7 // ш. НН	10	7,96	-20,40
1 цепь воздушной линии «3–ЭС-I»	П/ст-6 // ш. НН	10	8,77	-12,30
	П/ст-7 // ш. НН	10	8,88	-11,20
1 цепь воздушной линии «4–ЭС-II»	П/ст-6 // ш. ВН	110	97,62	-11,25
	П/ст-6 // ш. НН	10	8,51	-14,90

	П/СТ-7 // ш. ВН	110	98,04	-10,87
	П/СТ-7 // ш. ВН	10	8,65	-13,50
1 цепь воздушной линии «5-7»	П/СТ-3 // ш. ВН	110	97,67	-11,21
	П/СТ-6 // ш. ВН	110	95,5	-13,18
	П/СТ-6 // ш. НН	10	8,3	-17,00
	П/СТ-7 // ш. ВН	110	93,26	-15,22
	П/СТ-7 // ш. НН	10	8,2	-18,00
1 трансформатор на подстанции №4	П/СТ-6 // ш. НН	10	8,84	-11,60
	П/СТ-7 // ш. НН	10	8,93	-10,70
1 трансформатор на подстанции №6	П/СТ-6 // ш. НН	10	8,26	-17,40
	П/СТ-7 // ш. НН	10	8,87	-11,30
1 трансформатор на подстанции №7	П/СТ-6 // ш. НН	10	8,81	-11,90
	П/СТ-7 // ш. НН	10	8,53	-14,70
Трансформатор 1 на электростанции №1 (ТДЦ-80000/110)	П/СТ-3 // ш. ВН	110	86,1	-21,73
	П/СТ-42 // ш. ВН	35	31,06	-11,26
	П/СТ-5 // ш. ВН	110	93,76	-14,76
	П/СТ-6 // ш. ВН	110	83,52	-24,07
	П/СТ-6 // ш. НН	10	7,13	-28,70
	П/СТ-7 // ш. ВН	110	86,08	-21,75
	П/СТ-7 // ш. НН	10	7,51	-24,90
	ЭС-1 // ш. ВН	110	86,37	-21,48
Трансформатор 1 на электростанции №1 (ТДН-40000/110)	П/СТ-6 // ш. НН	10	8,82	-11,80
	П/СТ-7 // ш. НН	10	8,91	-10,90
1 трансформатор на электростанции №2 (ТДЦ-80000/110)	П/СТ-6 // ш. ВН	110	98,9	-10,09
	П/СТ-6 // ш. НН	10	8,63	-13,70

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

П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР

Лист

58

	П/ст-7 // ш. ВН	110	98,84	-10,15
	П/ст-7 // ш. НН	10	8,73	-12,70

В аварийном режиме на многих объектах сети 110/35 кВ напряжение очень низкое: на подстанциях до -25% от номинального напряжения, у потребителя 10 кВ даже до -30% от номинального напряжения может доходить, это очень плохая ситуация.

В данном случае, помимо регулирования отпаек РПН у трансформаторов на подстанциях, необходимо проводить другие мероприятия по повышению качества напряжения.

Таблица 23 – Токи в ветвях сети

Отключаемый элемент	Название ветви	$I_{пред}, A$	I, A	$j, A/mm^2$	$K_{пер}$
1 цепь воздушной линии «5-7»	Линия «3-4»	330	409,19	4,307	1,240
Трансформатор 1 на электростанции №1 (ТДЦ-80000/110)	Линия «3-4»	330	623,41	6,562	1,889
	Линия «4-ЭС-II»	610	709,3	1,478	1,163

Из таблицы 25 видно, что самая загруженная и перегруженная линия – это линия от подстанции №3 до подстанции №4, а также линия от подстанции №4 до электростанции №2, остальные линии не перегружаются. Но все равно все перегружаемые линии нужно менять, поскольку длительно допустимый ток для конкретной линии нужен для аварийного и послеаварийного режима; если линия в таком режиме перегружается, её необходимо заменить.

По итогам трех режимов: режим максимальных нагрузок, режим минимальных нагрузок, а также послеаварийный режим по схеме «N-1», можно сделать полный вывод о том, какие линии нужно заменить на подходящие по сечению, чтобы в нормальных режимах не было большой загрузки, а послеаварийном режиме, чтобы не было перегрузки[8]. Данные представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Замена объектов сети 110 кВ

Заменяемый объект	Старый провод	Новый провод	$I_{пред}, А$	$I, А$	$j, А/мм^2$	$K_{пер}$
Линия «1–2»	2×АС-120/19	3×АС-120/19	2×390	624,32	1,734	0,800
Линия «2–ЭС-II»	2×АС-240/32	3×АС-120/19	2×390	615,16	1,709	0,789
Линия «3–4»	АС-95/16	3×АС-120/19	2×390	623,41	1,732	0,799
Линия «4–42»	АС-50/8	АС-70/11	265	131,49	1,878	0,496
Линия «4–ЭС-II»	2×АС-240/32	3×АС-120/19	2×390	709,3	1,970	0,909

4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Как видно из предыдущего раздела, напряжение на новых подстанциях довольно таки низкое. В целом, в сети 110/35 кВ напряжение на подстанциях низкое. Низкое напряжение приводит к большим потерям электроэнергии. Чтобы повысить напряжение в узлах сети, применяют компенсаторы реактивной мощности (ШР, БСК, УПШР, СТК, СТАТКОМ).

В данном разделе, рассмотрим основные компенсаторы реактивной мощности, выявим их достоинства и недостатки, и сравним, какой компенсатор лучше устанавливать в действующую сеть 110/35 кВ.

4.1 Шунтирующий реактор

Шунтирующий реактор (ШР) – это устройство, обладающее большой индуктивностью и малым активным сопротивлением. Реактор потребляет реактивную мощность из системы, тем самым снижает напряжение в сети. Шунтирующий реактор применяют для повышения пропускной способности ЛЭП сверхвысокого напряжения, разгружая их по реактивной мощности. Шунтирующие реакторы рассчитаны на высокие, сверхвысокие и ультравысокие напряжения, могут присоединяться как к линии электропередач, так и подключаться к шинам подстанции.



Рисунок 16 – Шунтирующие реакторы на подстанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР

Лист

61

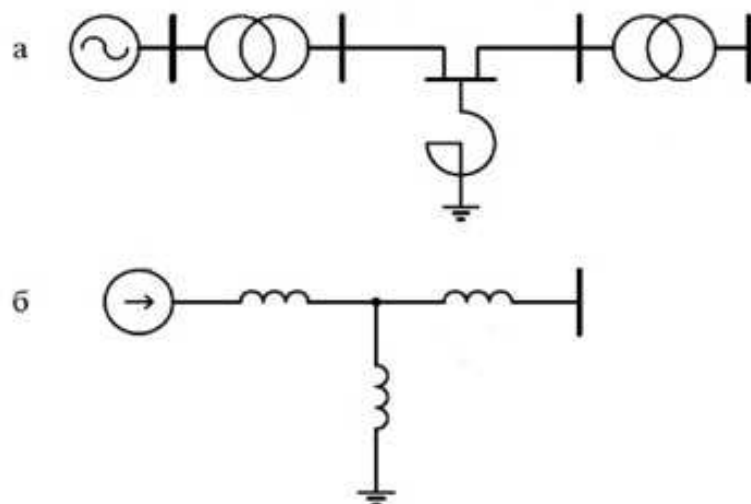


Рисунок 17 – Схема подключения (а) и схема замещения (б) шунтирующего реактора в ЛЭП

Шунтирующие реакторы (ШР) используются в качестве одного из средств компенсации реактивной мощности в сооружаемых, реконструируемых и эксплуатируемых электрических сетях напряжением 110-1150 кВ, образуемых соответствующими линиями электропередачи. Возможности ЛЭП разного класса напряжения характеризуются данными, которые представлены в таблице 1. Наибольшие длины линий для напряжений 220 кВ и выше указаны с учетом сооружения промежуточных переключательных пунктов или подстанций с установкой на них коммутирующих устройств (КУ).

Таблица 25 – Возможности ЛЭП

Номинальное напряжение, кВ	110-150	220-330	500	750	1150
Передаваемая мощность, МВА	15-80	100-400	600-1000	1000-2200	2500-6000
Длина линии, км	25-100	100-300	200-1000	300-2000	500-3000

Исходя из данных, приведенных выше, надо рассчитывать реактивную мощность в линиях, учитывая мощность передачи и класс напряжения, а также необходимые места подключения шунтирующих реакторов.

Для подключения шунтирующих реакторов к линии электропередач или шинам подстанции требуется отдельный выключатель и ограничитель коммутационных перенапряжений, поэтому схема подключения выглядит следующим образом: ШР + ОПН + Выключатель. Это немного усложняет процесс подключения, эксплуатации и обслуживания данного элемента в сети, однако это самый простой компенсатор среди существующих.

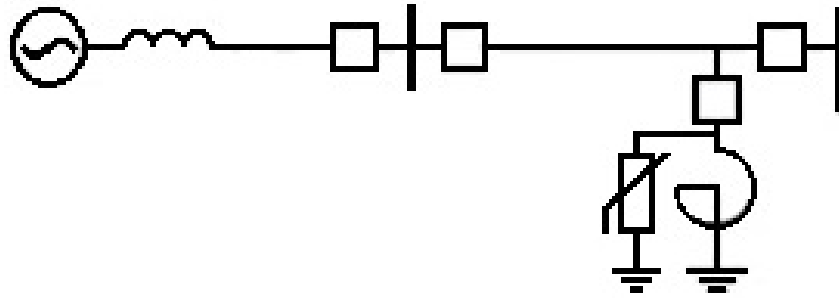


Рисунок 18 – Схема подключения шунтирующего реактора в ЛЭП

Достоинства ШР, как компенсатора реактивной мощности:

- простота элемента;
- дешевизна элемента;
- высокая надежность;

Недостатки ШР, как компенсатора реактивной мощности:

- ШР только потребляет реактивную мощность из сети;
- невозможность регулировки потребления реактивной мощности (существует определенная установка);
- требуется установка дополнительного выключателя и устройства ограничения коммутационных перенапряжений[9].

4.2 Управляемый шунтирующий реактор

Управляемый шунтирующий реактор (УШР) в энергосистеме выполняет те же функции, как и ШР. Главное отличие в том, что есть возможность регулировать индуктивное сопротивление обмоток реактора, не затрагивая активную составляющую обмоток.

Самый известный способ изменения индуктивного сопротивления обмотки реактора – это подмагничивание его магнитопровода. Поэтому очень часто применяют термин «управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор» (УПШР).

УПШР отличается от ШР конструктивно. Управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор использует источник постоянного тока; если обмотку простого шунтирующего реактора намотать на магнитопровод, и на этом же магнитопроводе расположить еще две встречно-намотанные обмотки, к которым подключить источник постоянного тока, то получится УПШР.

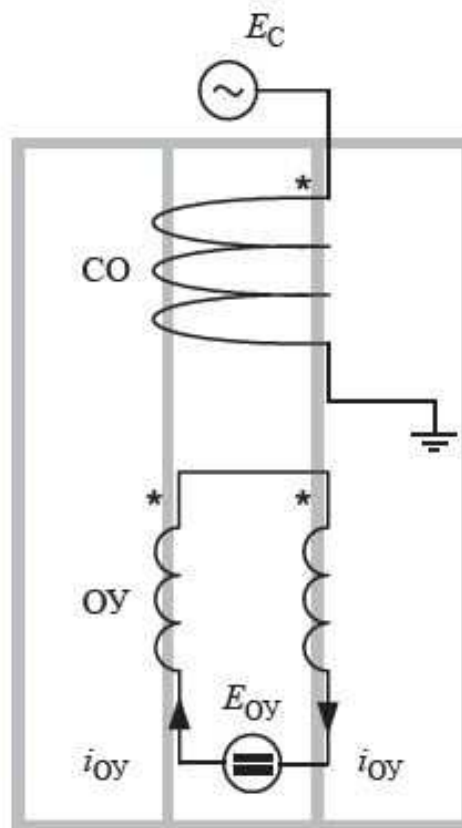


Рисунок 19 – Принципиальная схема одной фазы УПШР

Основной принцип работы УПШР основывается на насыщении электротехнической стали, из которой выполнен магнитопровод. Изменяя подмагничиванием постоянным током насыщение магнитопровода, регулируем индуктивность основной обмотки реактора, а, следовательно, и мощность, которую реактор может потребить из сети.

В связи с тем, что шунтирующий реактор работает на нелинейной части кривой намагничивания магнитопровода, то в его токе появляются высшие гармоники, наибольшая из которых третья. Поэтому в управляемом подмагничивании шунтирующем реакторе помимо основной обмотки, которую часто называют сетевой обмоткой (СО), и дополнительной обмотки на постоянном токе, которую зачастую называют обмоткой управления (ОУ), присутствует еще одна обмотка – компенсационная (КО). Она служит для двух целей: компенсирует высшие гармоники, кратные трем, а также выступает в качестве вторичной обмотки питающего трансформатора для полупроводниковых преобразователей, которые служат источником постоянного тока.

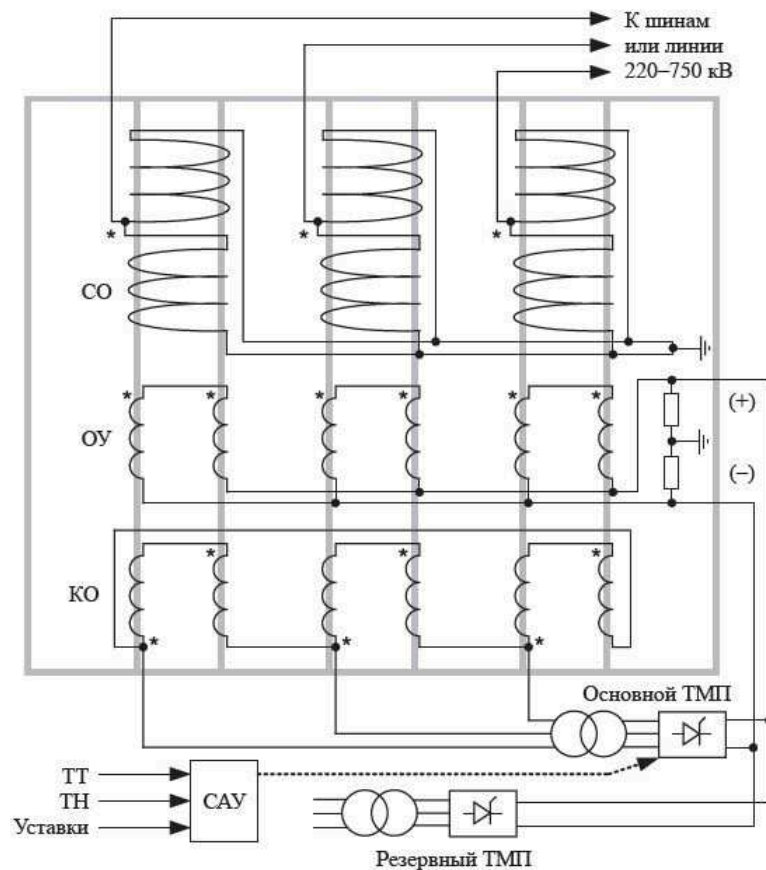


Рисунок 20 – Принципиальная схема трехфазного трехобмоточного УПШР

Для УПШР уже не требуется установка устройства ограничения перенапряжения, поскольку можно с помощью подмагничивания ограничить мощность реактора до нуля. Таким образом, когда происходит отключение выключателя, реактор не имеет остаточных напряжений, которое может навредить электрооборудованию.

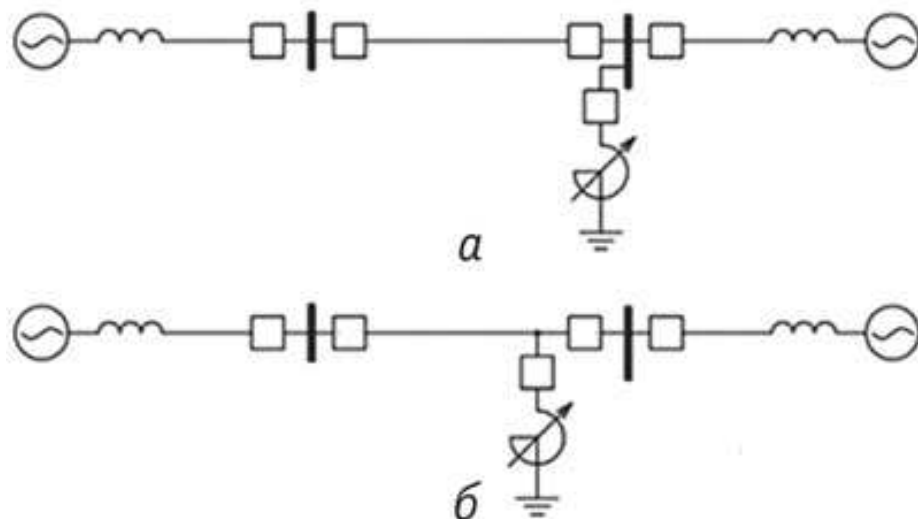


Рисунок 21 – Схема подключения УПШР к шине подстанции (а), к линии электропередач (б)

Достоинства УПШР:

- возможность изменения потребления реактивной мощности из сети;

Недостатки УПШР:

- УПШР только потребляет реактивную мощность из сети;
- снижена надежность и простота и увеличена стоимость УПШР, поскольку добавляются полупроводниковые элементы;
- требуется установки дополнительного выключателя[10].

4.3 Статический тиристорный компенсатор

Статический тиристорный компенсатор (СТК) – устройство, выполненное на базе двух основных элементов: тиристорно-реакторной группы (ТРГ) и батареи статических конденсаторов (БСК).

БСК выдают в систему реактивную мощность, а реактор (катушка) потребляет реактивную мощность. Получается универсальное устройство, которое может либо потреблять реактивную мощность из сети, либо выдавать её.

Но чтобы можно было этот процесс регулировать без отключения-включения элементов, последовательно с реактором соединяются регуляторы тока на основе встречноключенных тиристоров, которые влияют на мощность потребления реактором. Данный принцип схож с действием УПШР.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР

Лист

66

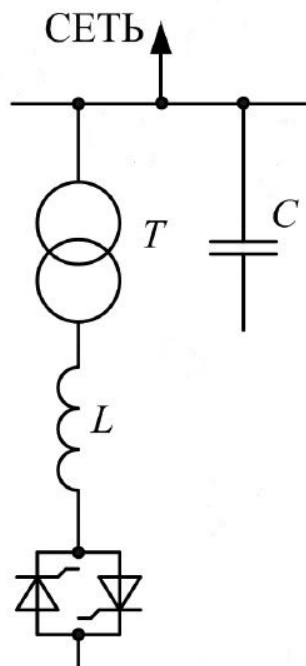


Рисунок 22 – Принципиальная схема СТК

В результате получается универсальное устройство, в котором происходит плавная регулировка потребления, а также плавная регулировка генерации реактивной мощности в сеть.

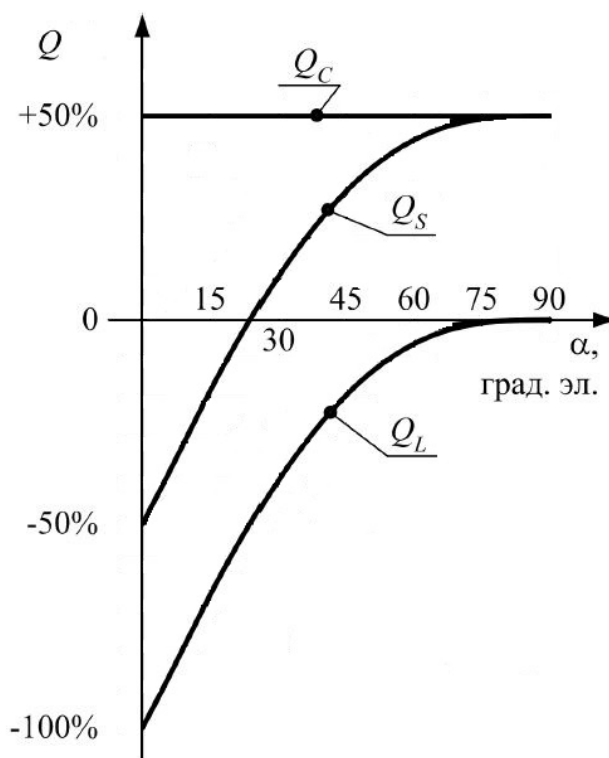


Рисунок 23 – Характеристика управления СТК

Достоинства СТК:

- возможность плавно регулировать как потребление, так и генерацию реактивной мощности в сети;

Недостатки СТК:

- снижена надежность и простота и увеличена стоимость, поскольку добавляются полупроводниковые элементы и мощные конденсаторные батареи;
- появляются высшие гармоники при управлении шунтирующего реактора с помощью тиристоров[11].

4.4 Статический синхронный компенсатор

Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ) – устройство компенсации реактивной мощности, использующее полностью управляемые приборы типа IGCT и IGBT.



Рисунок 24 – Общий вид установки СТАТКОМ

СТАТКОМ представляет собой управляемый источник напряжения (УИН) с внутренним сопротивлением практически равным нулю; его подключение к сети производится через линейный реактор, обеспечивающий преобразование разности напряжения сети и УИН в выходной ток СТАТКОМа, то есть, превращая источник напряжения в источник тока.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

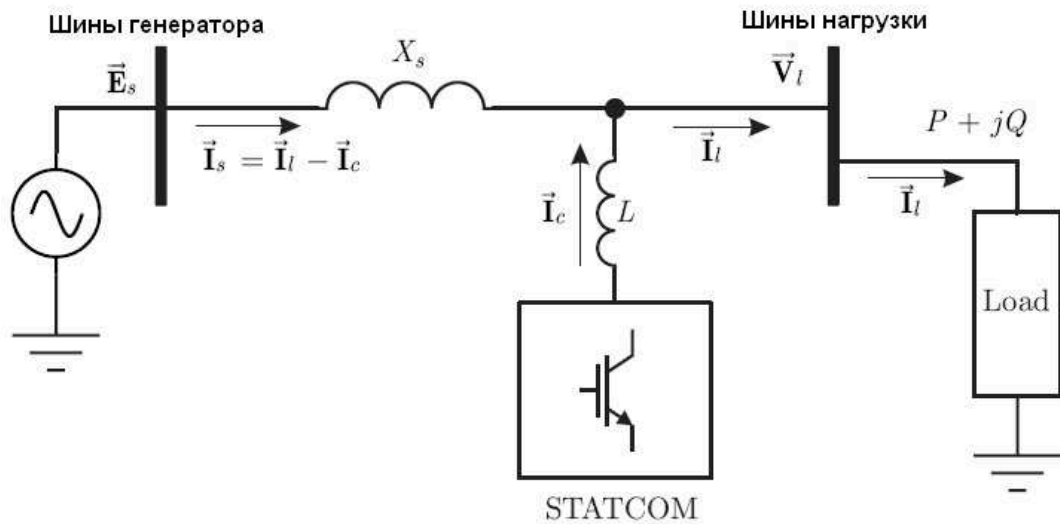


Рисунок 25 – Однолинейная схема подключения СТАТКОМа к сети

Принцип работы СТАТКОМа основан на изменении величины разности напряжения сети и УИН, причем оба напряжения находятся в одной фазе. Но за счет изменения величины напряжения преобразователя, СТАТКОМ работает в различных режимах: если выходное напряжение преобразователя меньше напряжения линии, то СТАТКОМ находится в режиме потребления реактивной мощности; если выходное напряжение преобразователя больше напряжения линии – в режиме генерации.

На рисунке 9 представлена диаграмма напряжений сети и преобразователя:

- при $U_s = U_L$ ток через реактор $I_L = 0$ и компенсация не осуществляется;
- при $U_L < U_s$ ток I_L отстает от напряжения сети, что позволяет генерировать в сеть индуктивную составляющую реактивной мощности (потребление реактивной мощности из сети);
- при $U_L > U_s$ ток I_L опережает напряжение сети, что позволяет генерировать в сеть емкостную составляющую реактивной мощности (генерация реактивной мощности в сеть).

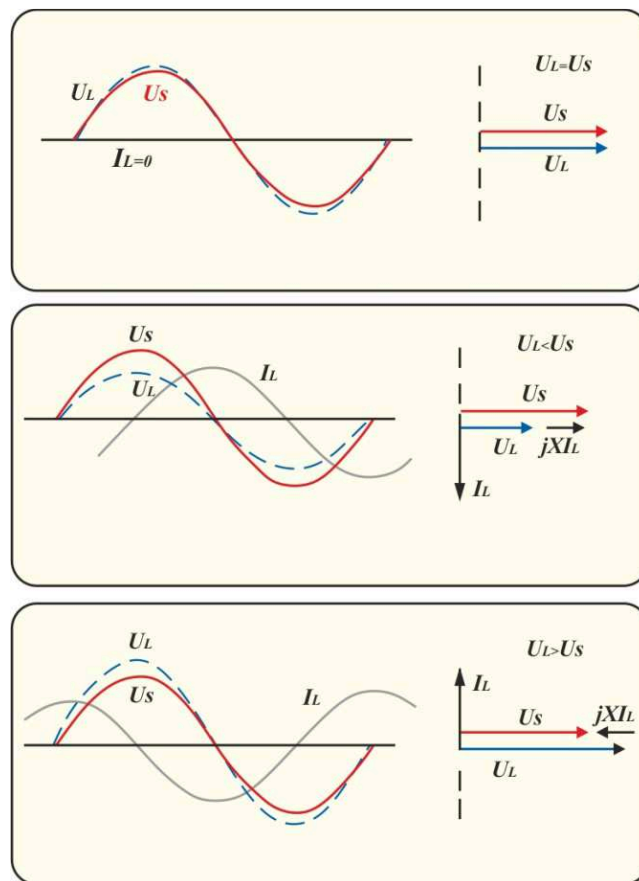


Рисунок 26 – Диаграмма напряжений сети и преобразователя в различных режимах работы СТАТКОМа

Достоинства СТАТКОМа:

- возможность плавно регулировать как потребление, так и генерацию реактивной мощности в сети;
- высокая фильтрация высших гармоник (практически отсутствие);
- меньше габариты и занимаемая площадь по сравнению с СТК;
- высокая скорость работы и высокое качество работы элементов;
- выше надежность системы по сравнению с СТК;
- минимальные активные потери;

Недостатки СТАТКОМа:

- снижена простота и увеличена стоимость данного элемента, поскольку добавляются современные полупроводниковые приборы;
- необходимость установки дополнительных охлаждающих установок;
- сложная система управления полностью управляемых приборов (IGCT и IGBT)[12].

ШР и УПШР уже давно морально устарели и не способны подстроиться под изменяющуюся энергосистему, но они самые простые и дешевые устройства.

Самым оптимальным вариантом является СТК, у него используются не самые дорогие полупроводниковые преобразователи, и есть различные методы борьбы с высшими гармониками. Но СТК использует конденсаторные батареи, а они в свою очередь занимают много места и очень дороги. Поэтому СТК морально устаревает, на его смену приходит СТАТКОМ.

СТАТКОМ использует меньше места, поскольку не использует в своей работе конденсаторные батареи, но цена данного устройства не намного больше СТК, поскольку отсутствие дорогих конденсаторов заменяют современные и дорогие полностью управляемые приборы типа IGCT и IGBT. Современные элементы, используемые в данном устройстве, намного меньше производят высшие гармоники, что не приводит к необходимости использованию дополнительных методов и средств борьбы с ними.

Таким образом, СТАТКОМ хоть и сложнее использовать, он дороже из-за своих компонентов, но эффект от его работы в сети гораздо выше по сравнению с остальными компенсаторами реактивной мощности.

Но в нашей сети целесообразно поставить СТК, поскольку сеть небольшая, мощности не такие большие, а, следовательно, СТК оправдывает свои затраты гораздо раньше, чем современный, но достаточно дорогой СТАТКОМ. Реальный пример использования СТК рассмотрен на подстанции «Златоуст», в Челябинской области.

На подстанции «Златоуст» с самого начала был установлен синхронный компенсатор – электрическая машина (электродвигатель), рассчитанный на мощность 80 МВАр, после небольшой модернизации, установленную мощность получилось увеличить до 100 МВАр.

На рисунке 27 показан внешний вид синхронного компенсатора, его внешнее устройство, а на рисунке 28 показана схема подключения данных синхронных компенсаторов в электрической сети.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71



Рисунок 27 – Размещение синхронного компенсатора на подстанции

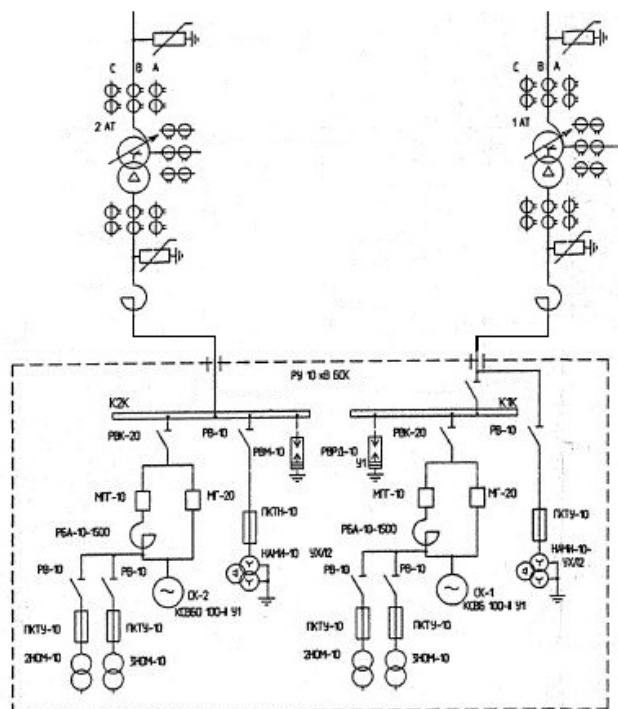


Рисунок 28 – Электрическая схема подключения СК на подстанции «Златоуст»

Поскольку это электродинамическая машина, то с ней связано много проблем: во время работы она издает большой шум, надо иметь систему охлаждения, систему смазки, а также иметь квалифицированный персонал для обслуживания данного оборудования.

После заявленного срока службы данная машина больше находилась в ремонтном состоянии, чем в состоянии нормальной работы, поэтому пришла идея заменить данный компенсатор на более современный и технологичный – на статический тиристорный компенсатор (СТК). СТК занимаем меньше места, тихий в работе и не требует много ресурсов на обслуживание.

Замена компенсатора реактивной мощности была проведена в 2011 году, а к этому моменту в сетях не было больших проблем с избытком или недостатком реактивной мощности, поэтому мощность нового компенсатора на подстанции «Златоуст» – мощность СТК – 34-50 МВАр (34 МВАр на потребление, 50 МВАр на генерацию). На рисунке 25 показана схема подключения и управления СТК на подстанции «Златоуст» после замены синхронных компенсаторов.

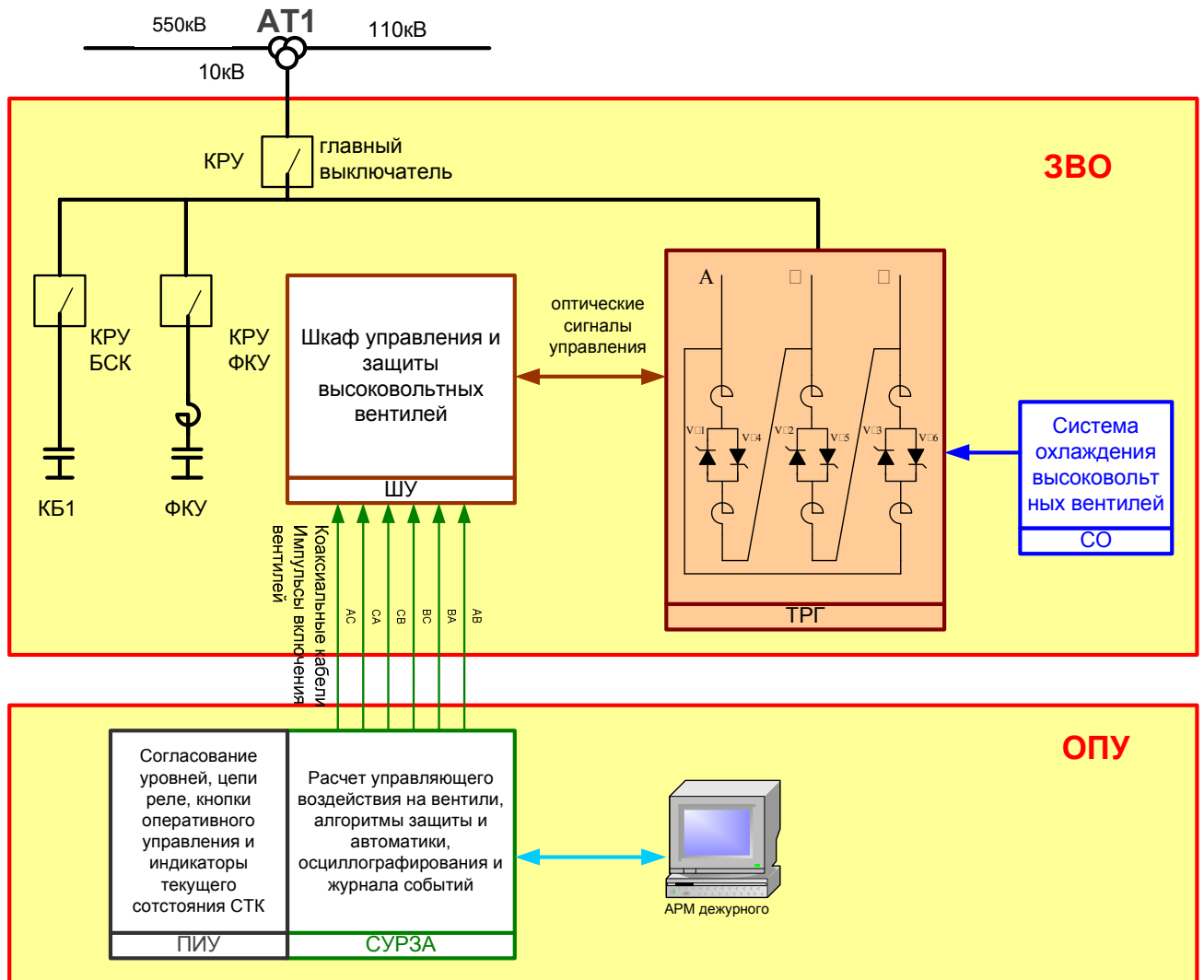


Рисунок 29 – Электрическая схема подключения СТК

4.5 Применение компенсаторов реактивной мощности

Напряжение на новых подстанциях низкое: 101-102 кВ ($\approx 91,8-92,7\%$ от номинального напряжения); регулировка генераторов по реактивной мощности не сильно решает данную проблему, поэтому чтобы повысить напряжение на подстанциях, необходимо установить дополнительные регуляторы: таким является статический тиристорный компенсатор (СТК).

Поскольку вводятся две новые подстанции №6 и №7, то целесообразно при их проектировании установить на каждую подстанцию СТК, с мощностью не меньше 30 МВАр генерации и 10 МВАр потребления. Тогда напряжение на новых подстанциях в режиме максимальных нагрузок будет: 113-114 кВ ($\approx 102,7-103,6\%$ от номинального напряжения). В режиме минимальных нагрузок – 110-111 кВ ($\approx 100-101\%$ от номинального напряжения). Напряжение на шинах 10 кВ проектируемых подстанций лежит в требуемом диапазоне: 9,5-10 кВ ($\approx 95-100\%$ от номинального напряжения), поэтому специального регулирования с помощью РПН не требуется.

Однако можно выбрать рекомендуемую отпайку, при которой напряжение будет в рекомендуемом диапазоне. Изменение напряжения до рекомендуемого диапазона позволит снизить активные потери в сети 10 кВ; снижение потерь – это вторая причина изменения отпаяк РПН.

Поскольку наибольшие потери мощности наблюдаются в сетях 6-10-35 кВ (по причине больших нагрузок и низкого напряжения), то задаче оптимизации надо уделять особое внимание, иначе потери могут составлять 20-30 % и больше.

Таким образом, выбирая отпайку трансформатора можно обеспечить не только качество электроэнергии в сети, но и снизить потери в этой сети[1].

4.6 Выбор отпайки РПН

Для начала необходимо найти напряжение низкой стороны приведенное к стороне высшего напряжения по точной формуле:

$$U_{\text{НН}}^{(\text{В})} = \frac{U_{\text{ВН}}}{2} + \sqrt{\left(\frac{U_{\text{ВН}}}{2}\right)^2 - (P_{\text{Н}} \cdot r_{\text{T}} + Q_{\text{Н}} \cdot x_{\text{T}})}, \quad (4.1)$$

где $U_{\text{НН}}^{(\text{В})}$ – напряжение низкой стороны приведенное к высокой стороне, кВ;

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение на высокой стороне подстанции, кВ;

P_{T} – активная мощность нагрузки на данной подстанции, МВт;

Q_{T} – реактивная мощность нагрузки на данной подстанции, МВАр;

r_{T} – активное сопротивление трансформатора на данной подстанции, Ом;

x_{T} – реактивное сопротивление трансформатора на данной подстанции, Ом.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

После этого находим напряжение, которое требуется на стороне высшего напряжения подстанции по формуле:

$$U_{ВНотв} = U_{НН}^{(В)} \cdot \frac{U_{ННном}}{U_{ННжел}}, \quad (4.2)$$

где $U_{ВНотв}$ – напряжение, требующееся на стороне высшего напряжения, кВ;

$U_{ННном}$ – номинальное напряжение низкой стороны трансформатора, кВ;

$U_{ННжел}$ – желаемое напряжение низкой стороны на подстанции, кВ.

После этого находим номер отпайки у трансформатора по формуле:

$$n_{отп} = \left(\frac{U_{ВНотв}}{U_{ВНном}} - 1 \right) : \frac{\Delta U_{отп}}{100\%}, \quad (4.3)$$

где $n_{отп}$ – номер отпайки у РПН в трансформаторе;

$U_{ВНном}$ – номинальное напряжение высокой стороны трансформатора, кВ;

$\Delta U_{отп}$ – цена (значение) одной отпайки у РПН в трансформаторе, %.

Для подстанции №6, для режима максимальных нагрузок, расчеты приведены ниже:

$$U_{НН}^{(В)} = \frac{113,81}{2} + \sqrt{\left(\frac{113,81}{2}\right)^2 - (35,19 \cdot 0,73 + 21,92 \cdot 19,2)} \approx 109,7 \text{ кВ};$$

$$U_{ВНотв} = 109,7 \cdot \frac{10,5}{11} \approx 104,8 \text{ кВ};$$

$$n_{отп} = \left(\frac{104,6}{115} - 1 \right) : \frac{1,78}{100\%} \approx -5,006 \approx -5 \text{ отпайка.}$$

Для подстанции №6, для режима минимальных нагрузок, расчеты приведены ниже:

$$U_{НН}^{(В)} = \frac{111,28}{2} + \sqrt{\left(\frac{111,28}{2}\right)^2 - (24,64 \cdot 0,73 + 14,98 \cdot 19,2)} \approx 108,5 \text{ кВ};$$

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$U_{\text{ВНотв}} = 108,5 \cdot \frac{10,5}{10,5} \approx 108,5 \text{ кВ};$$

$$n_{\text{отп}} = \left(\frac{108,5}{115} - 1 \right) : \frac{1,78}{100\%} = -3,252 \approx -4 \text{ отпайка.}$$

Для подстанции №7 расчеты будут аналогичные, поэтому для удобства анализа результатов, сведем данные расчетов в таблицу 28.

Таблица 26 – Результаты расчетов отпак РПН

Объект	Режим	Дополнительное регулирование	РПН		
			$U_{\text{НН}}^{(В)}$, кВ	$U_{\text{ВНотв}}$, кВ	$n_{\text{отп}}$
Подстанция №6	Максимальные нагрузки	Генерация СТК	109,7	104,8	-5
	Минимальные нагрузки	Потребление СТК	108,5	108,5	-4
Подстанция №7	Максимальные нагрузки	Генерация СТК	110,0	105,0	-5
	Минимальные нагрузки	Потребление СТК	108,3	108,3	-4

В режиме максимальных нагрузок, на подстанциях №6 и №7 СТК включен в режим генерации реактивной мощности в сеть. А также проводится регулирование отпак у РПН в трансформаторах, это позволяет поднять напряжение у потребителя до 11 кВ. В режиме минимальных нагрузок – СТК включен в режим потребления реактивной мощности из сети. Также проводится регулирование с помощью отпак у РПН в трансформаторах, это позволяет поднять напряжение у потребителя до 10,5 кВ[1].

Но эффект от работы СТК не ограничивается только удерживанием напряжения в допустимом диапазоне в различных режимах, данный компенсатор позволяет снизить потери активной мощности в сети, а это также скажется на качестве электроснабжения. На рисунке 30 приведен график зависимости потерь активной мощности в сети от мощности СТК на новых подстанциях (активные потери измеряются в МВт, а мощность СТК – в МВАр).

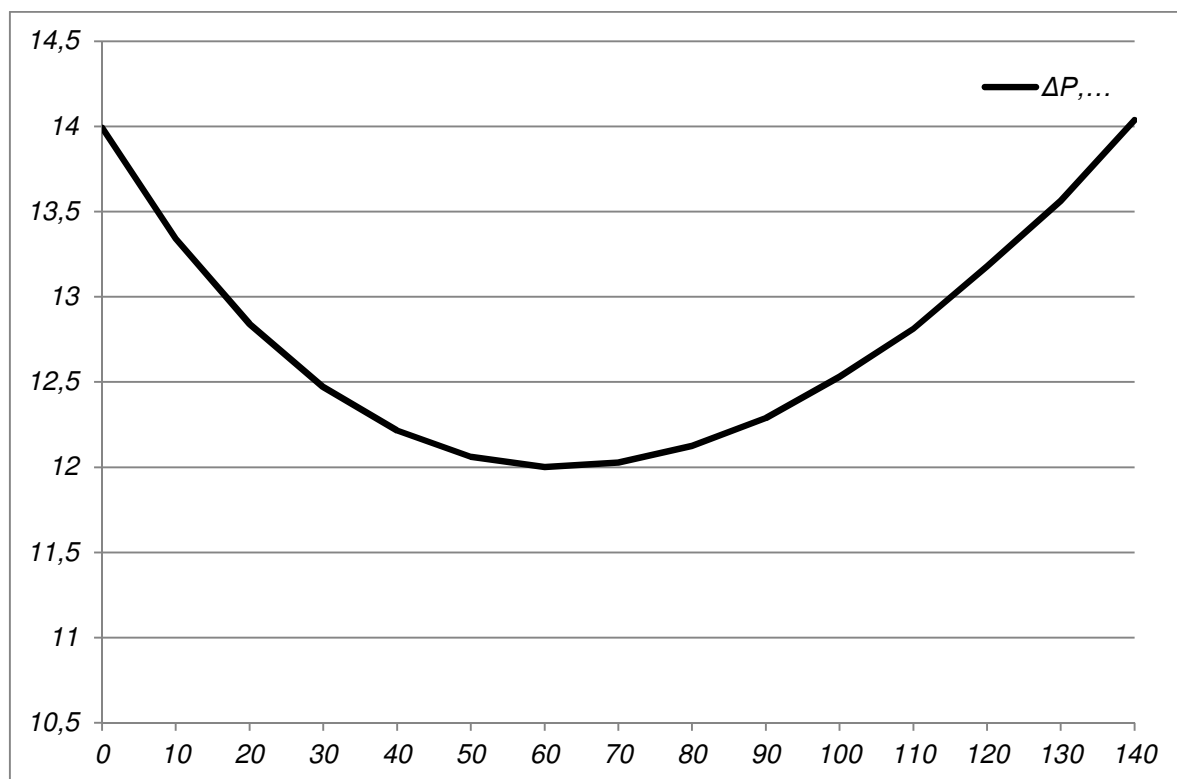


Рисунок 30 – График зависимости активных потерь от мощности СТК

Из графика видно, что с увеличением мощности СТК потери сначала снижаются, но в определенной точке они достигают минимума, а дальше они увеличиваются. Следовательно, нет смысла ставить СТК мощностью больше 60 МВАр для генерации, поскольку эффект от работы компенсатора будет перекрывать его положительные качества.

Таким образом, на подстанцию №6 и №7 поставим СТК с мощностью конденсаторных батарей 30 МВАр (на каждой подстанции), и тиристорно-реакторной группы 20 МВАр (на каждой подстанции).

Задача считается выполненной, поскольку были достигнуты две основные цели в этом разделе: снизили потери в сети 10 кВ у потребителя на новых подстанциях, а также обеспечили качество электроэнергии потребителю.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была выполнена реконструкция сети 110/35 кВ: введены новая электростанция и две новые подстанции; на новых объектах было выбрано основное оборудование; перегружаемые трансформаторы были заменены на новые, более мощные, удовлетворяющие по различным режимам сети; перегружаемые линии заменены на новые, сечение которых удовлетворяет по экономической плотности тока и длительно допустимому току.

С учетом введения новых объектов и заменой старых был выполнен перерасчет баланса сети. В программном обеспечении *NetWORKS* была смоделирована данная сеть, после чего были рассмотрены и изучены режимы сети: режим максимальных и минимальных нагрузок, а также послеаварийный режим, когда один из элементов сети был отключен. Это позволило узнать возможные отклонения и проблемы в сети, а также позволило сформировать действия по стабилизации этих ситуаций.

Основным решением для повышения качества электроснабжения стало применение статического тиристорного компенсатора (СТК), который устанавливался на новые подстанции. СТК позволяет в режиме максимальных нагрузок поднять напряжение в узлах сети до желаемого значения, а в минимальных нагрузках снизить это напряжение до рекомендуемого, чтобы не возникло перенапряжение в узлах сети. СТК также позволяет сохранить напряжение в сети в допустимом диапазоне в послеаварийном режиме, когда происходит отключение какого-либо элемента вследствие аварии. Второе положительное качество от применения СТК – это снижение потерь электроэнергии при ее передаче от электростанций до потребителей.

В конечном итоге была получена развитая электроэнергетическая сеть 110/35 кВ с оптимальным распределением мощностей между потребителями, генераторами и единой системой, с минимальными потерями электроэнергии в сети, и с устройствами, которые сохраняют параметры сети в норме при различных режимах.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2017. – 376 с.

2. Правила устройства электроустановок / 6-е и 7-е изд., все действ. разделы – М.: Изд-во ДЕАН, 2008. – 704 с.

3. Онлайн калькуляторы / «Planetcalc» // Калькулятор инфляции. – <https://planetcalc.ru/250/>.

4. Проектирование электрических станций и подстанций: методические указания / Р.В. Гайсаров, А.В. Коржов, Л.А. Лежнева, И.Т. Лисовская. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 46 с.

5. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 Стандарт организации. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения / исполн. В.Н. Подъячев, В.А. Евтушенко, А.М. Кулаков, Г.К. Вишняков, Н.В. Мурашко и др. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

6. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.

7. Гайсаров, Р.В. Справочник высоковольтного оборудования электроустановок №2 / Р.В. Гайсаров. – Челябинск: Энергетический факультет, кафедра ЭССиСЭ, ЮУрГУ, 2004. – электронная версия.

8. Бакаленко, Е.В. Программное обеспечение *NetWORKS* для решения задач по расчету и анализу режимов сложных электрических сетей и систем / Е.В. Бакаленко, А.В. Коржов. – Челябинск: Энергетический факультет, кафедра ЭССиСЭ, ЮУрГУ, 2009. – электронная версия.

9. Шунтирующие реакторы / «Bourabai Research» // Частное Боровское исследовательское учреждение по внедрению новых технологий. – <https://bourabai.ru/toe/reactors.htm>. (дата обращения: 03.05.19г.).

10. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы: техническая литература / М.В. Дмитриев, А.С. Карпов, Е.Б. Шескин, А.Г. Долгополов, Д.В.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

Кондратенко; под ред. Г.А. Евдокунина. – СПб.: Родная Ладога, 2013. – 280 с.

11. Системы электроэнергетики с элементами силовой электроники. Элементы силовой электроники для управления режимами электроэнергетических систем. Часть 1. Преобразователи тока: учебное пособие / М.Е. Гольдштейн, А.В. Прокудин; под ред. М.Е. Гольдштейна. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016. – 117 с.

12. СТАТКОМ / «Nidex» // АО «Нидек АСИ ВЭИ». – <http://nidex-asi-vei.ru/produksiya/statkomi-dlya-nuzhd-promishlennosti-i-energetiki/>. (дата обращения: 03.05.19г.).

13. СТО ЮУрГУ 21-2008 Стандарт организации. Система управления качеством образовательных процессов. Курсовая и выпускная квалификационная работа. Требования к содержанию и оформлению / сост.: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, А.Е. Шевелев, Е.В. Шевелева. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 55 с.

					П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

ПРИЛОЖЕНИЕ

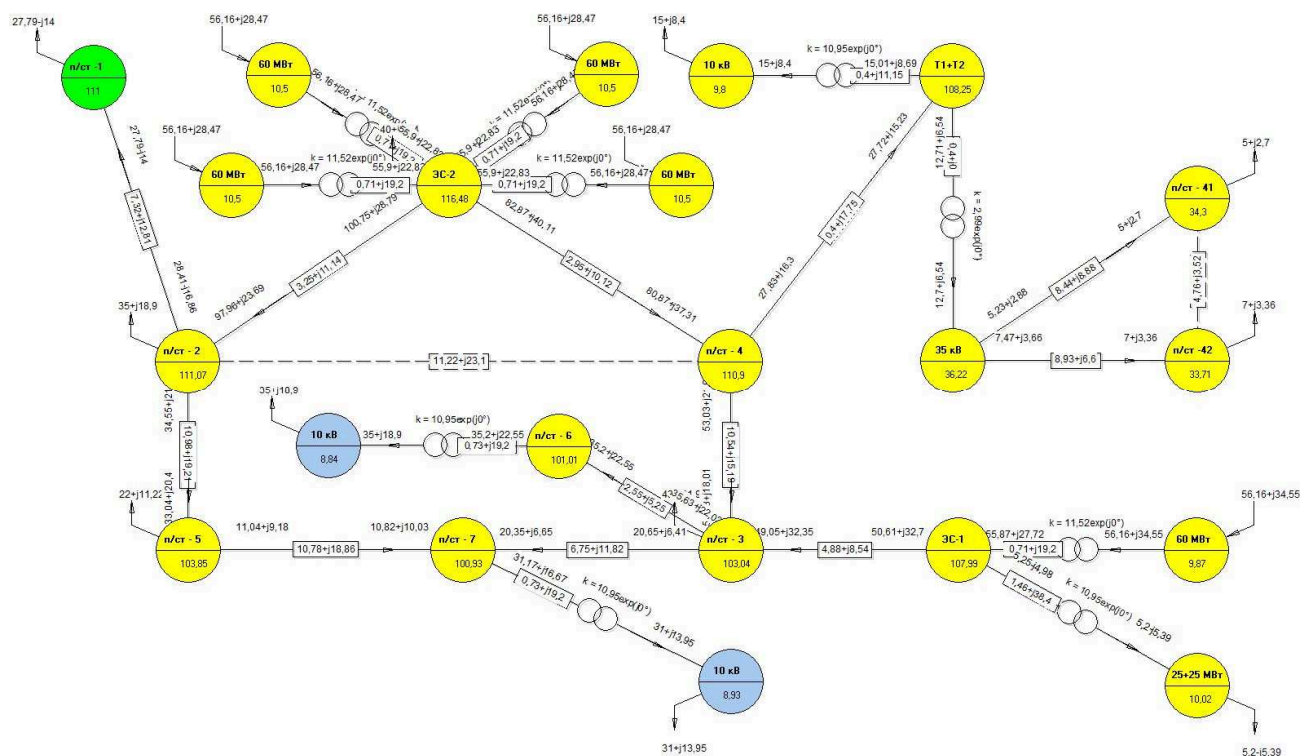


Рисунок 31 – Послеаварийный режим: отключение линии «2-4»

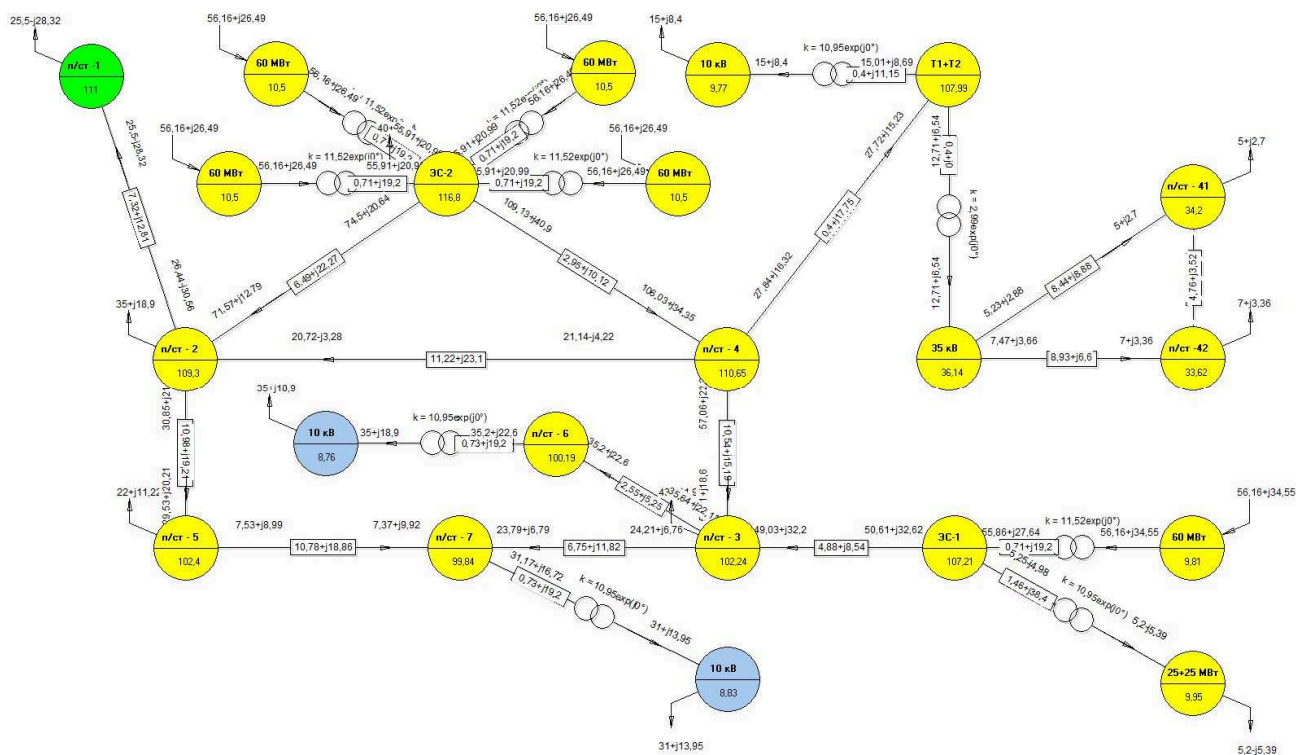


Рисунок 32 – Послеаварийный режим: отключение 1 цепи линии «2-ЭС-II»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР

Лист

81

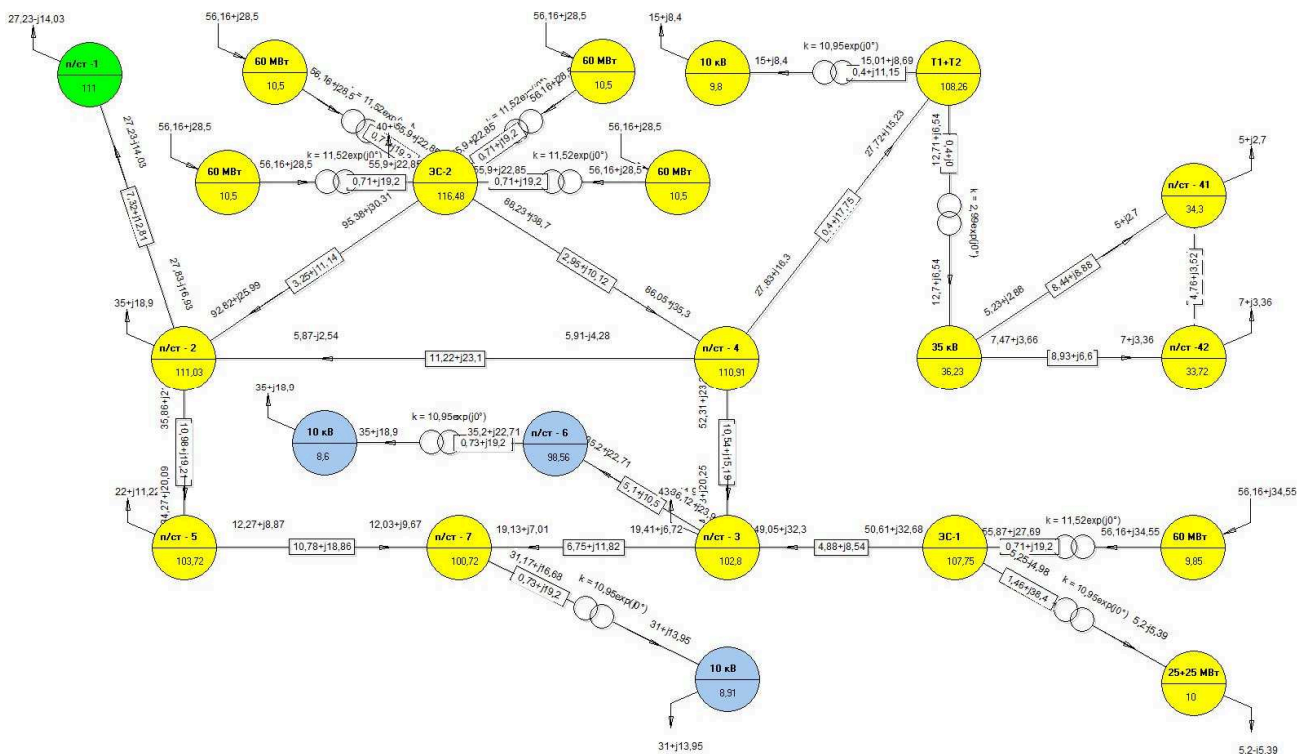


Рисунок 33 – Послеаварийный режим: отключение 1 цепи линии «3–6»

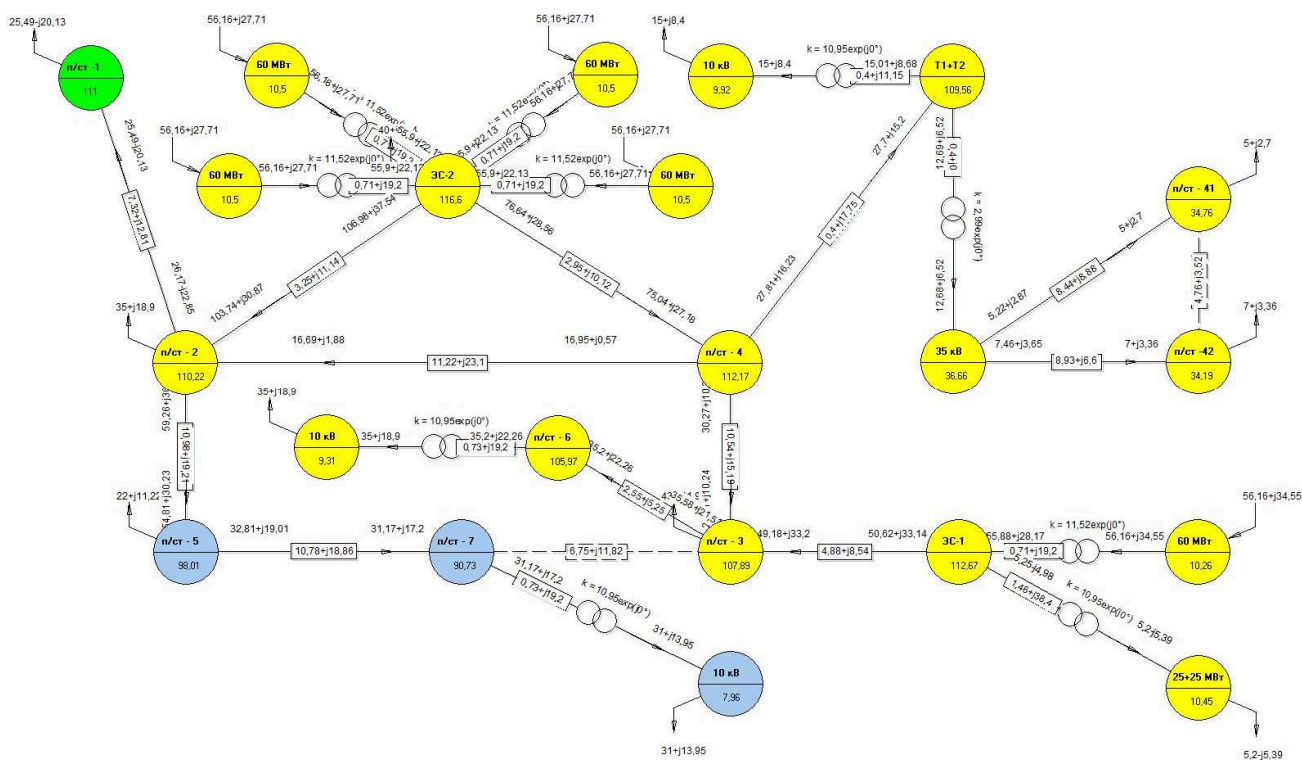


Рисунок 34 – Послеаварийный режим: отключение линии «3–7»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР

Лист

82

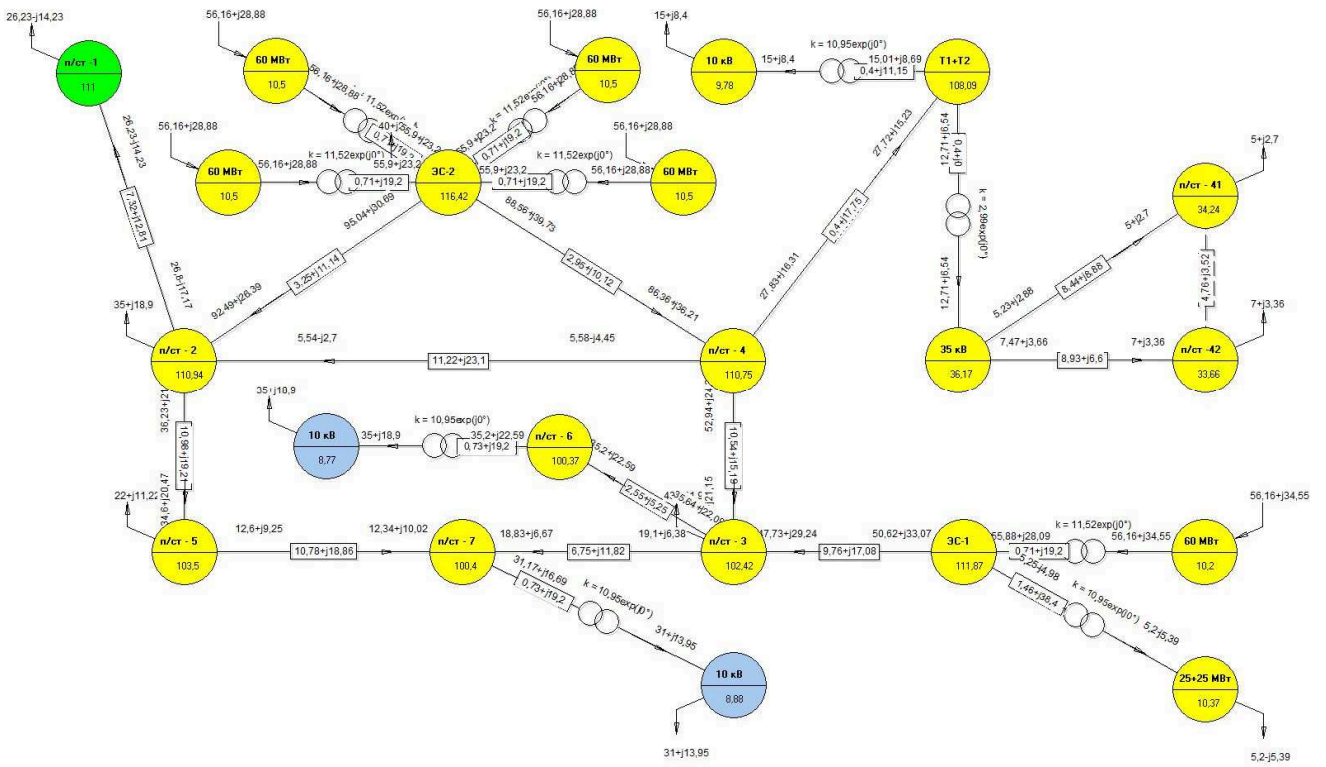


Рисунок 35 – Послеаварийный режим: отключение 1 цепи линии «3–ЭС-I»

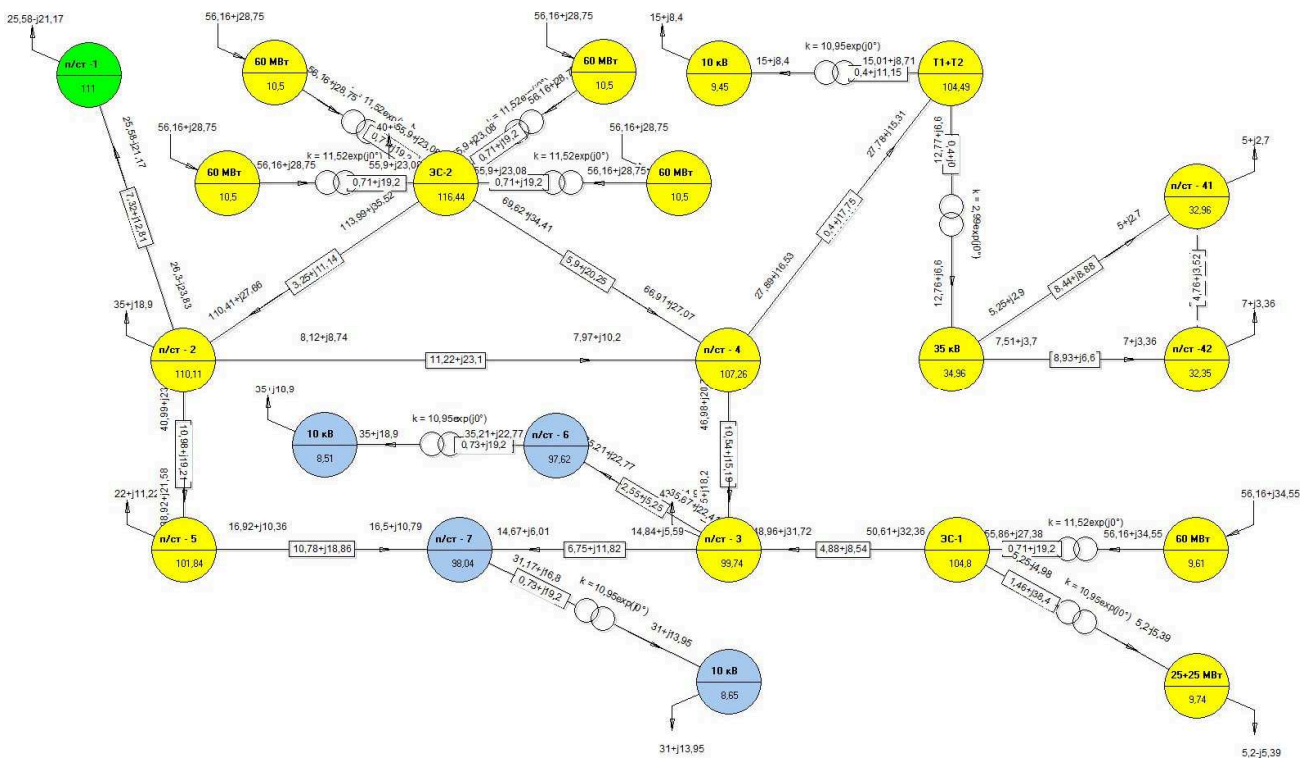


Рисунок 36 – Послеаварийный режим: отключение 1 цепи линии «4–ЭС-II»

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

П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР

Лист

83

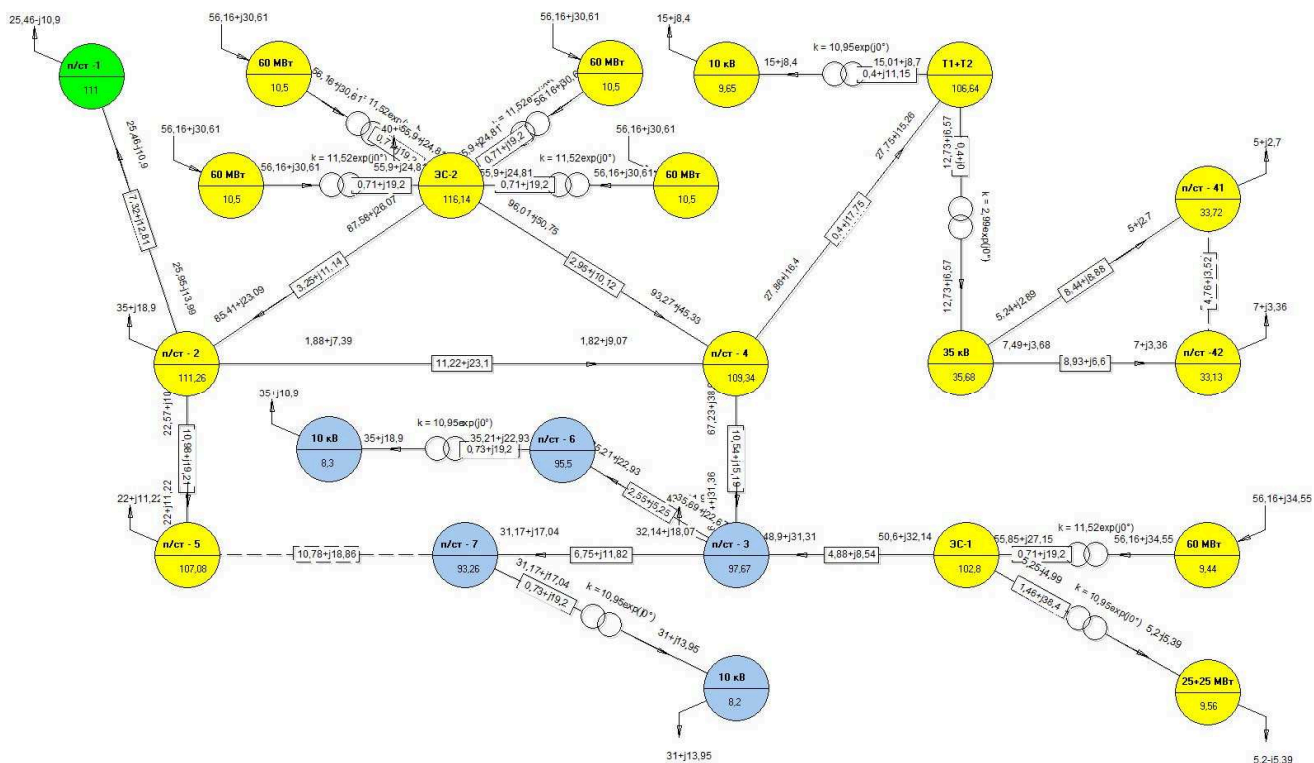


Рисунок 37 – Послеаварийный режим: отключение линии «5–7»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2019.231 ПЗ ВКР

Лист

84