



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ФГБОУ ВО «КГЭУ»)

Институт электроэнергетики и электроники
(полное название факультета (института))

Электроэнергетические системы и сети
(полное название кафедры)

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине подготовка проектов и расчетов режимов,
параметров объектов электрических сетей

Выполнил:

Тамашова А.М. (Ф.И.О.)
студент 4 курса группы ЭС-1-16
А.М.
(подпись)

Руководитель работы:

Ваняшвили Д.М. доцент к.т.н.
(ФИО, должность, кафедра)

Работа выполнена и
защита с оценкой 5,1

Дата защиты 9.01.2020

Д.М. Ваняшвили 09.01.2020
(подпись руководителя) (дата)

Члены комиссии: доцент
(должность)
ст. преподаватель
(должность)
ст. преподаватель
(должность)

Д.М. Ваняшвили
(подпись)
А.К. Сосбинов
(подпись)
Ю.К. Чивясова
(подпись)

Д.М. Ваняшвили
(И.О. Фамилия)
А.К. Сосбинов
(И.О. Фамилия)
Ю.К. Чивясова
(И.О. Фамилия)

Казань, 2020г.



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ФГБОУ ВО «КГЭУ»)

Институт (факультет) ИЭЭ Кафедра ЭСиС

З А Д А Н И Е

на выполнение курсовой работы/курсового проекта

Студент Тамминова А.М. 4 курс ЭС-1-16
фамилия и.о. курс группа

Тема курсовой работы/курсового проекта Проектирование районной
электрической сети

Научный руководитель Ванькина Д.М., доцент, к.т.н.
фамилия и.о., должность, ученая степень, ученое звание

Содержание разделов (перечень подлежащих разработке вопросов) Формирование вариантов
режима РЭС. Расчет тех.-экон. показателей РЭС. Расчет режимов сети.

Перечень графического/демонстрационного материала Принципиальная и
схема замещения РЭС.

Рекомендуемая литература 1. Справочник по проектированию ЭС, под редакцией
Д.А. Файбисовича. 2. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых
машин и трансформаторов.

Контрольные сроки представления отдельных разделов курсовой работы/курсового проекта:

25 % - <u>Формирование вариантов схемы</u>	<u>"30" сентября</u>	<u>2019г.</u>
50 % - <u>Выбор типа мощности КУ</u>	<u>"29" октября</u>	<u>2019г.</u>
75 % - <u>Расчет тех.-экон. показателей</u>	<u>"29" ноября</u>	<u>2019г.</u>
100 % - <u>Расчет режимов сети</u>	<u>"31" декабря</u>	<u>2019г.</u>

Дата выдачи задания "2" сентября 2019г.

Научный руководитель Ванькина Д.М.
подпись фамилия и.о.

Задание принял(а) к исполнению студент(ка) отной формы обучения 4 курса ЭС-1-16
группы А.М. Тамминова
(личная подпись)(инициалы, фамилия)

Зав.кафедрой доцент, к.т.н. М. Максимов В.В.
должность, ученое звание, ученая степень подпись фамилия и.о.



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ФГБОУ ВО «КГЭУ»)

Институт электротехники и электромеханики
(полное название факультета (института))

Электротехнические системы и сети
(полное название кафедры)

Отзыв руководителя на курсовую работу/курсовой проект

Студента (ки) Галимова Асия Маратовна
(фамилия, имя, отчество)

Группа ЭС-1-16

На тему: Проектирование районной электрической сети

№ п/п	Критерии оценки	Оценка научного руководителя (по 5-балльной шкале)
1.	Соответствие содержания курсовой работы/курсового проекта утвержденной теме	5
2.	Выполнение поставленных целей и задач	4
3.	Оригинальность и новизна курсовой работы/курсового проекта	5
4.	Самостоятельность при работе над курсовой работой/курсовым проектом	5
5.	Оформление работы	5
	ИТОГОВАЯ ОЦЕНКА** по курсовой работе/курсовому проекту, выставляемая в зачетную книжку студента и экзаменационно-зачетную ведомость	5

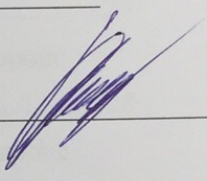
** Итоговая оценка выставляется как средняя арифметическая оценок по пяти критериям оценки курсовой работы/курсового проекта

29

Комментарии к оценкам:

Руководитель Василькина Юлия Викторовна, доцент, к.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Дата: « 5 » 01 2020 г.

Подпись 

КР-13.03.02.ЭС-1-16.2020

Проектирование районной
электрической сети
110/10 кВ

Принципиальная схема РЭС

Стация Масса Масштаб

1:1

Лист 1 Листов 2

Лист № док. Подп. Дата

Галимова А.М. 09.01.20

Валуцкина Д.М. 09.01.20

Валуцкина Д.М. 09.01.20

Максимов В.В. 09.01.20

Формат А1

9

КР-13.03.02.ЭС-1-16.2020

Проектирование районной
электросетевой сети
110/10 кВ

Схема замещения РЭС

ЭД.ЭС-1-16

Формат А1

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стр.	Масса	Масштаб
Разраб.		Голубова А.М.			09.01.20			1:1
Проверил		Валцупина Д.М.			09.01.20			
Т.контр.								
Н.контр.		Валцупина Д.М.			09.01.20			
Утв.		Максимов В.В.						

1. Исходные данные

Масштаб:

в 1 клетке – 8 км.

Коэффициент реактивной мощности на подстанции «А», отн.ед.:

$$\operatorname{tg} \varphi_A = 0,426.$$

Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:

$$U_{\max} = k_{\max}; U_{\text{ном}} = 1,05 U_{\text{ном}}; U_{\text{авар}} = k_{\text{авар}} U_{\text{ном}} = 0,991 U_{\text{ном}} = 109.$$

Число часов использования максимальной нагрузки, час/год:

$$T_{\max} = 6000.$$

Продолжительность перегрузки силовых трансформаторов в течение суток

$$t_{\text{перег.сут.}} = 8 \text{ ч.}$$

Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\max 2} = 28, P_{\max 4} = 18, P_{\max 7} = 21, P_{\max 10} = 15.$$

Коэффициенты реактивной мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

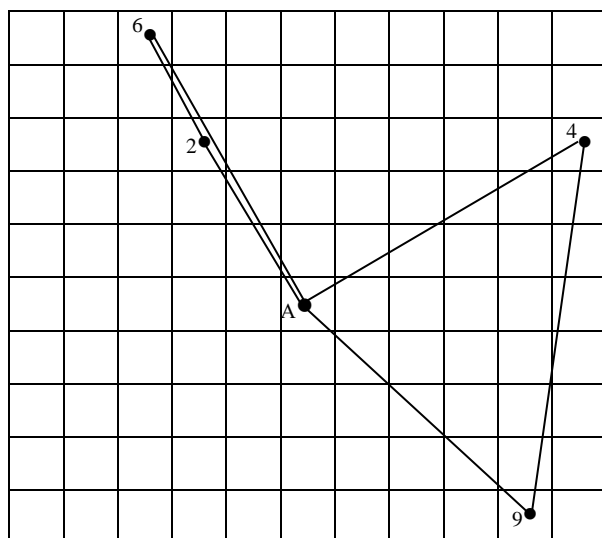
$$\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,78; \operatorname{tg} \varphi_4 = 0,85; \operatorname{tg} \varphi_6 = 0,8; \operatorname{tg} \varphi_9 = 0,77.$$

В составе потребителей на всех ПС имеются нагрузки I и II категорий по надежности электроснабжения с преобладанием нагрузок II категории.

Стоимость электроэнергии – 3,25 руб./кВт·ч.

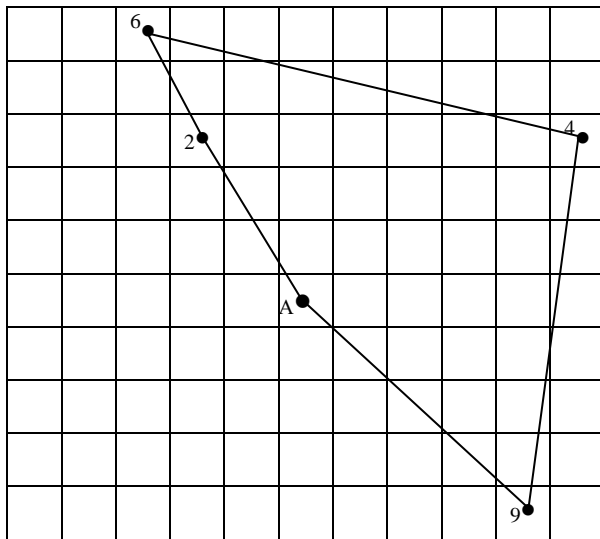
2. Формирование вариантов схемы РЭС и выбор номинального напряжения сети

А) Кольцевые схемы:



$$\begin{aligned} L_{A-2} &= 25,6 \text{ км;} \\ L_{2-6} &= 15,2 \text{ км;} \\ L_{A-6} &= 40,8 \text{ км;} \\ L_{A-4} &= 40,8 \text{ км;} \\ L_{4-9} &= 49,6 \text{ км;} \\ L_{A-9} &= 39,2 \text{ км.} \\ \Sigma L_{\text{общ}} &= 211,2 \text{ км.} \\ \Sigma_{\text{вык.}} &= 20. \end{aligned}$$

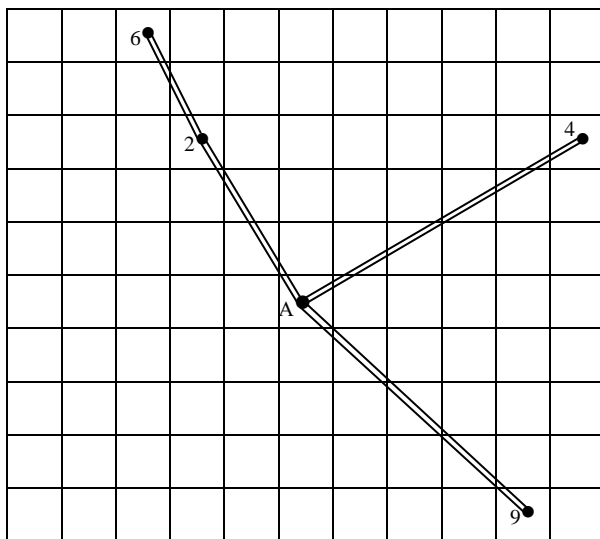
(рис.1)



$$\begin{aligned}
 L_{A-2} &= 25,6 \text{ км}; \\
 L_{2-6} &= 15,2 \text{ км}; \\
 L_{6-4} &= 57,6 \text{ км}; \\
 L_{4-9} &= 49,6 \text{ км}; \\
 L_{A-9} &= 39,2 \text{ км}; \\
 \Sigma L_{\text{общ}} &= 187,2 \text{ км}. \\
 \Sigma_{\text{вык.}} &= 18.
 \end{aligned}$$

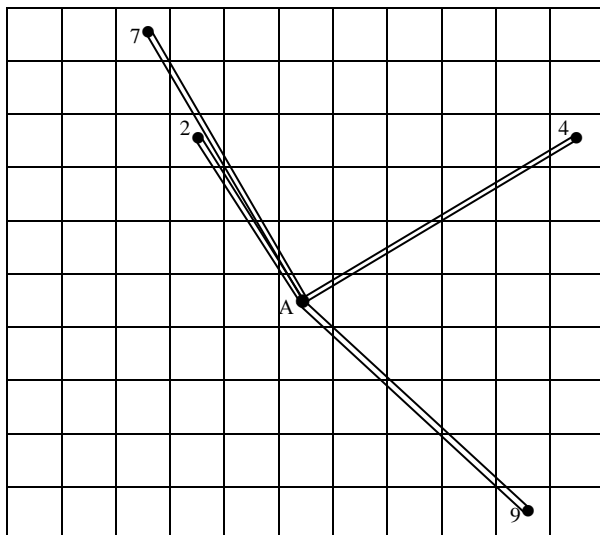
(рис.2)

Б) Радиально- магистральные схемы:



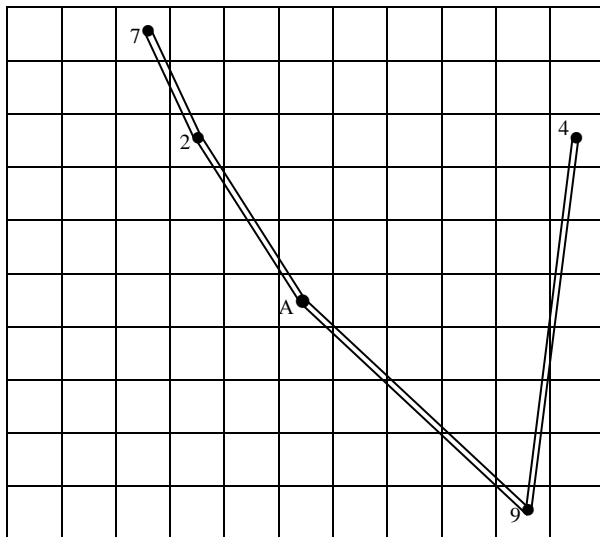
$$\begin{aligned}
 L_{A-2} &= 26,5 * 2 = 51,2 \text{ км}; \\
 L_{2-6} &= 15,2 * 2 = 30,4 \text{ км}; \\
 L_{A-9} &= 39,2 * 2 = 78,4 \text{ км}; \\
 L_{A-4} &= 40,8 * 2 = 81,6 \text{ км}; \\
 \Sigma L_{\text{общ}} &= 241,6 \text{ км}. \\
 \Sigma_{\text{вык.}} &= 24.
 \end{aligned}$$

(рис.3)



$$\begin{aligned}
 L_{A-2} &= 25,6 * 2 = 51,2 \text{ км}; \\
 L_{A-4} &= 40,8 * 2 = 81,6 \text{ км}; \\
 L_{A-9} &= 39,2 * 2 = 78,4 \text{ км}; \\
 L_{A-6} &= 40,8 * 2 = 81,6 \text{ км}. \\
 \Sigma L_{\text{общ}} &= 292,8 \text{ км}. \\
 \Sigma_{\text{вык.}} &= 20.
 \end{aligned}$$

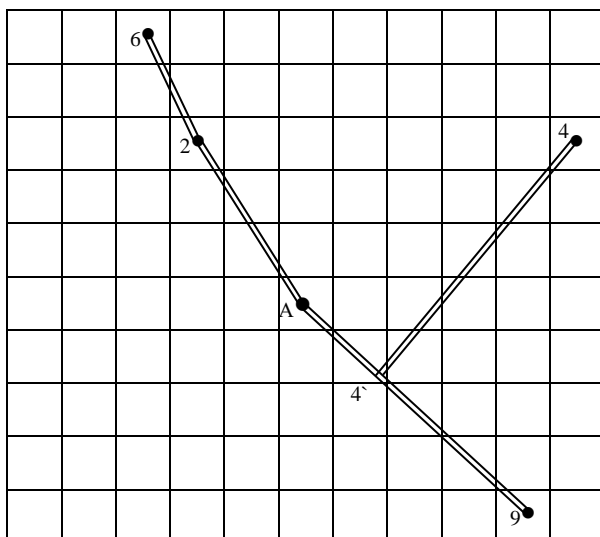
(рис.4)



$$\begin{aligned}
 L_{A-2} &= 25,6 * 2 = 51,2 \text{ км}; \\
 L_{2-6} &= 15,2 * 2 = 30,4 \text{ км}; \\
 L_{A-9} &= 39,2 * 2 = 78,4 \text{ км}; \\
 L_{9-4} &= 49,6 * 2 = 99,2 \text{ км}. \\
 \Sigma L_{общ} &= 259,2 \text{ км}. \\
 \Sigma_{бык} &= 28.
 \end{aligned}$$

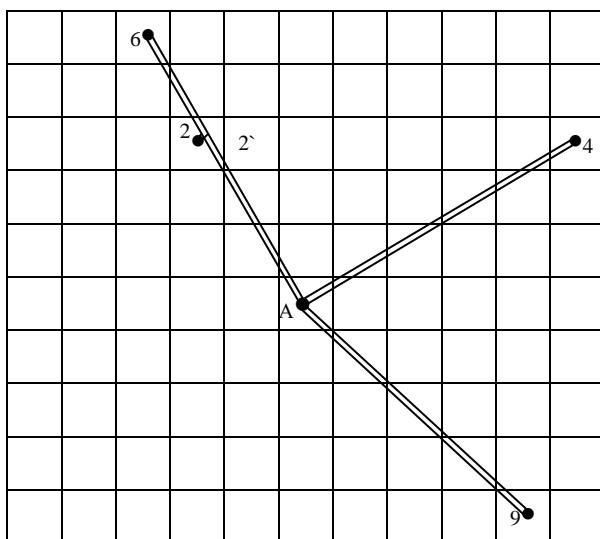
(рис.5)

В) Смешанные схемы:



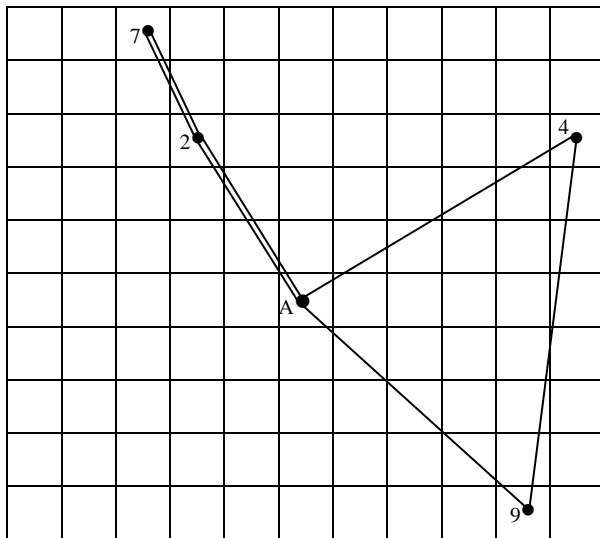
$$\begin{aligned}
 L_{A-2} &= 25,6 * 2 = 51,2 \text{ км}; \\
 L_{2-6} &= 15,2 * 2 = 30,4 \text{ км}; \\
 L_{A-4'} &= 22,4 * 2 = 44,8 \text{ км}; \\
 L_{4'-4} &= 46,6 * 2 = 83,2 \text{ км}; \\
 L_{4-9} &= 17,6 * 2 = 35,2 \text{ км} \\
 \Sigma L_{общ} &= 244,8 \text{ км}. \\
 \Sigma_{бык} &= 22.
 \end{aligned}$$

(рис.6)



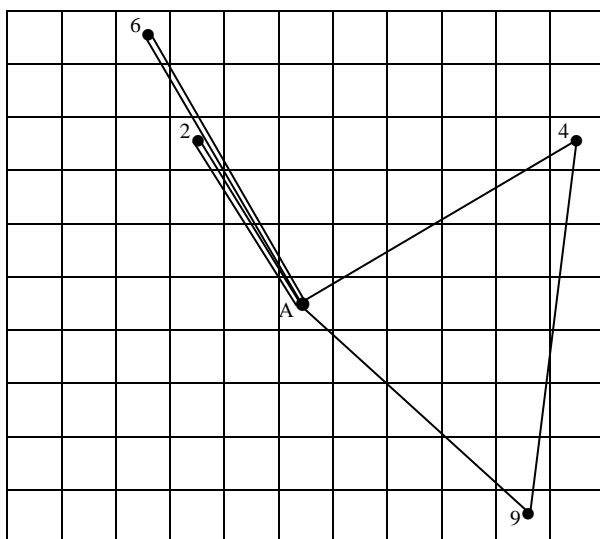
$$\begin{aligned}
 L_{A-4} &= 40,8 * 2 = 81,6 \text{ км}; \\
 L_{A-9} &= 39,7 * 2 = 78,4 \text{ км}; \\
 L_{A-2'} &= 25,6 * 2 = 51,2 \text{ км}; \\
 L_{2'-2} &= 0,8 * 2 = 1,6 \text{ км}. \\
 L_{2'-6} &= 15,2 * 2 = 30,4 \text{ км}. \\
 \Sigma L_{общ} &= 243,2 \text{ км}. \\
 \Sigma_{бык} &= 18.
 \end{aligned}$$

(рис.7)



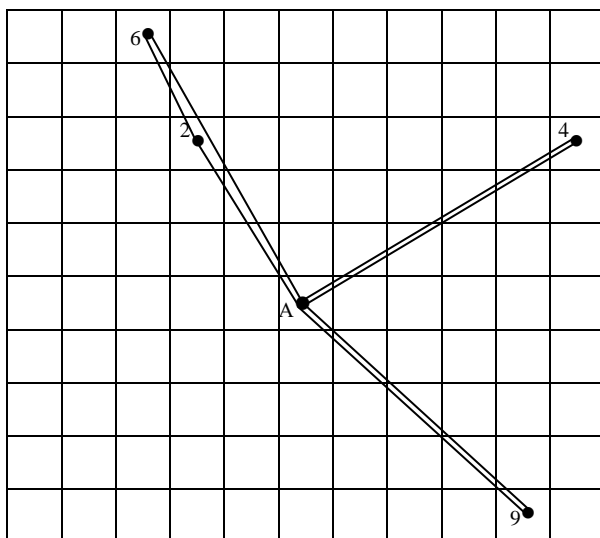
$$\begin{aligned}
 L_{A-2} &= 20,6 \cdot 2 = 51,2 \text{ км}; \\
 L_{2-6} &= 15,2 \cdot 2 = 30,4 \text{ км}; \\
 L_{A-4} &= 40,8 \text{ км}; \\
 L_{A-9} &= 39,2 \text{ км}; \\
 L_{4-9} &= 49,6 \text{ км}. \\
 \Sigma L_{\text{общ}} &= 211,2 \text{ км}. \\
 \Sigma_{\text{бык.}} &= 24.
 \end{aligned}$$

(pic.8)



$$\begin{aligned}
 L_{A-2} &= 25,6 \cdot 2 = 51,2 \text{ км}; \\
 L_{A-6} &= 40,8 \cdot 2 = 81,6 \text{ км}; \\
 L_{A-4} &= 40,8 \text{ км}; \\
 L_{4-9} &= 49,6 \text{ км}; \\
 L_{A-9} &= 49,6 \text{ км}. \\
 \Sigma L_{\text{общ}} &= 262,4 \text{ км}. \\
 \Sigma_{\text{бык.}} &= 20.
 \end{aligned}$$

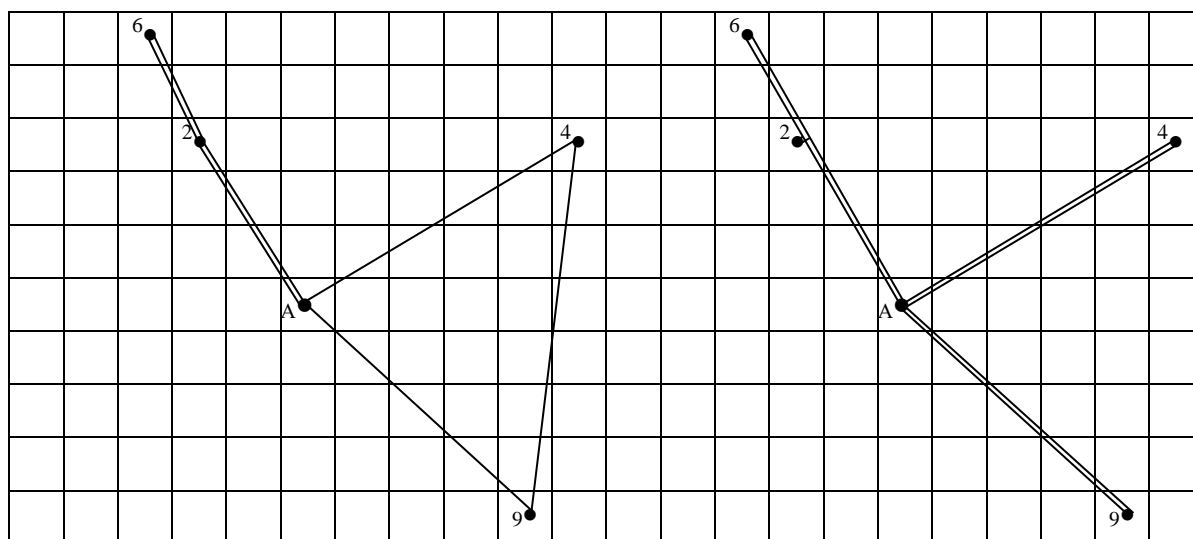
(pic.9)



$$\begin{aligned}
 L_{A-4} &= 40,8 \cdot 2 = 81,6 \text{ км}; \\
 L_{A-9} &= 39,2 \cdot 2 = 78,4 \text{ км}; \\
 L_{A-2} &= 25,6 \text{ км}; \\
 L_{A-6} &= 40,8 \text{ км}; \\
 L_{2-6} &= 15,2 \text{ км}. \\
 \Sigma L_{\text{общ}} &= 241,6 \text{ км}. \\
 \Sigma_{\text{бык.}} &= 16.
 \end{aligned}$$

(pic.10)

В качестве расчетных выбрали две конфигурации районной электрической сети (рис.7 и рис.8). Первоначально для них проводятся приближенные расчеты.



(а)

(б)

Схемы конфигурации электрической сети

а – вариант 1; б – вариант 2

ВАРИАНТ 1

Для выбранного варианта конфигурации электрической сети предварительно определяется экономически целесообразное напряжение, кВ:

$$U_{НОМ}^э = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}},$$

где L – длина ЛЭП, км; P – передаваемая активная мощность по ЛЭП, МВт

Для этого необходимо определить длину линии и соответствующие передаваемые мощности для схемы (а):

$$L_{A-2} = 51,2 \text{ км};$$

$$L_{2-6} = 30,4 \text{ км};$$

$$L_{A-4} = 40,8 \text{ км};$$

$$L_{A-9} = 39,2 \text{ км};$$

$$L_{4-9} = 49,6 \text{ км}.$$

Предварительно рассчитаем перетоки активных мощностей без учета потерь мощности, используя вместо сопротивлений длины линий.

Расчет начинаем с замкнутого контура (кольца) А–4–9–А. Разрежем его по точке питания А, представим в виде линии с двухсторонним питанием (рис.1.1) и определим соответствующие мощности (рис. 1.1). Задаем точку потокоораздела и направления мощностей. Если при расчете получается отрицательное значение мощности, то надо изменить место точки потокоораздела и направления мощностей.

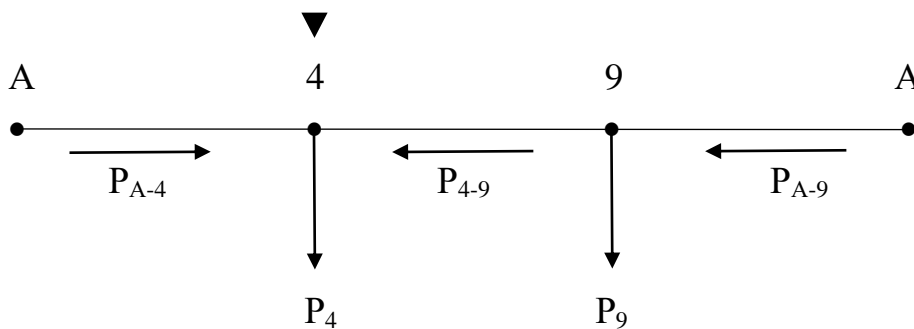


Рис. 1.1. Точка потокоораздела и направление мощностей контура А–4–9–А

Перетоки мощности, без учета потерь в линии, для соответствующих линий, определяются следующим образом:

$$P_{A-7} = \frac{P_4 \cdot (L_{4-9} + L_{A-9}) + P_9 \cdot L_{A-9}}{L_{4-9} + L_{A-4} + L_{A-9}} = \frac{18 \cdot (49,6 + 39,2) + 15 \cdot 39,2}{49,6 + 40,8 + 39,2} = 17 \text{ MBm},$$

$$P_{A-9} = \frac{P_9 \cdot (L_{4-9} + L_{A-4}) + P_4 \cdot L_{A-4}}{L_{A-4} + L_{4-9} + L_{A-9}} = \frac{15 \cdot (49,6 + 40,8) + 18 \cdot 40,8}{40,8 + 49,6 + 39,2} = 16 \text{ MBm}.$$

По первому закону Кирхгофа определим значение потока мощности P_{4-9} :

$$P_{4-9} = P_{A-9} - P_9 = 16 - 15 = 1 \text{ MBm}.$$

Проверка: $P_4 = P_{A-4} + P_{4-9} = 17 + 1 = 18 \text{ MBm}$.

Рассмотрим участки сети А–2 и 2–6 – двухцепные линии (рис. 1.2).

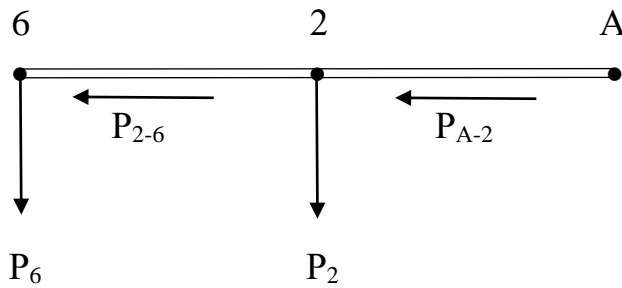


Рис. 1.2. Направление мощностей участка сети А–4 и А-10

Определим мощности, передаваемые по каждой цепи двухцепных линий:

– для первой цепи (1ц) линии А-2 $P_{A-4} = \frac{P_2}{2} = \frac{28}{2} = 14 \text{ МВт},$

– для первой цепи (1ц) линии 2-6 $P_{2-6} = \frac{P_6}{2} = \frac{21}{2} = 10,5 \text{ МВт}.$

– для вторых цепей (2ц) указанных линий значения мощностей будут такими же.

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{НОМ, A-2}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-2}} + \frac{2500}{P_{A-2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25,6} + \frac{2500}{14}}} = 71,05 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, 2-6}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{2-6}} + \frac{2500}{P_{2-6}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{15,2} + \frac{2500}{10,5}}} = 60,75 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, A-9}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-9}} + \frac{2500}{P_{A-9}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{39,2} + \frac{2500}{16}}} = 76,92 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, A-4}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-4}} + \frac{2500}{P_{A-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40,8} + \frac{2500}{17}}} = 79,23 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, 4-9}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{4-9}} + \frac{2500}{P_{4-9}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{49,6} + \frac{2500}{1}}} = 19,96 \text{ кВ}.$$

Исходя из полученных результатов, видно, что выбранная схема электрической сети будет выполняться на напряжении $U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}.$

ВАРИАНТ 2

Проведем расчеты для конфигурации районной электрической сети с отпайкой (б). В месте присоединения отпайки получаем виртуальную точку 2' и для дальнейших расчетов определяем длины трасс линий по участкам А-2', 2'-2, 2'-6.

$$L_{A-2'} = 51,2 \text{ км};$$

$$L_{2'-2} = 1,6 \text{ км};$$

$$L_{2'-6} = 30,4 \text{ км};$$

$$L_{A-4} = 81,6 \text{ км};$$

$$L_{A-9} = 78,4 \text{ км}.$$

Затем (для всех участков двухцепных линий) определяем потоки мощности по каждой цепи:

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии } 2'-2 \quad P_{2'-2} = \frac{P_2}{2} = \frac{28}{2} = 14 \text{ МВт},$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии } A-2' \quad P_{A-2'} = \frac{P_6 + P_2}{2} = \frac{21 + 28}{2} = 24,5 \text{ МВт},$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии } 6-2' \quad P_{6-2'} = \frac{P_6}{2} = \frac{21}{2} = 10,5 \text{ МВт}.$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии } A-4 \quad P_{A-4} = \frac{P_4}{2} = \frac{18}{2} = 9 \text{ МВт}.$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии } A-9 \quad P_{A-9} = \frac{P_9}{2} = \frac{15}{2} = 7,5 \text{ МВт}.$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{НОМ, A-2'}^{\mathcal{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-2'}} + \frac{2500}{P_{A-2'}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25,6} + \frac{2500}{24,5}}} = 90,74 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, 2'-2}^{\mathcal{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{2'-2}} + \frac{2500}{P_{2'-2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{0,8} + \frac{2500}{14}}} = 35,28 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, 2'-6}^{\mathcal{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{2'-6}} + \frac{2500}{P_{2'-6}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{15,2} + \frac{2500}{10,5}}} = 60,75 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, A-4}^{\mathcal{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-4}} + \frac{2500}{P_{A-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40,8} + \frac{2500}{9}}} = 92,89 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, A-9}^{\circ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-9}} + \frac{2500}{P_{A-9}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{39,2} + \frac{2500}{9}}} = 58,71 \text{ кВ}.$$

Исходя из полученных результатов, видно, что выбранная схема электрической сети будет выполняться на напряжении $U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$.

3. Потребление активной и баланс реактивной мощностей в проектируемой электрической сети

Основной целью составления баланса мощности является обеспечение работы электрической системы с допустимыми параметрами во всех режимах в течение года. Баланс составляется отдельно для активной и реактивной мощности. Следует отметить, что реактивная мощность нагрузки электрической системы в большей мере, чем активная, определяется потерями сети. Чем ближе к месту потребления реактивной мощности устанавливаются компенсирующие устройства, тем меньше значения передаваемой по элементам сети реактивной мощности и тем выше уровень напряжения в сети. Все это приводит к уменьшению потерь реактивной мощности в сети и к снижению суммарной установленной мощности компенсирующих устройств.

В процессе эксплуатации составление баланса мощности приходится выполнять систематически в целях выяснения условий работы электрической системы и ее отдельных частей с учетом фактического наличия оборудования, его текущего состояния и роста нагрузок.

Исходя из формулы:

$$P_{П, нб} = k_0(P) \sum_{i=1}^n P_{нб, i} + \Delta P_c \sum_{i=1}^n P_{нб, i} = (k_0(P) + \Delta P_c) \sum_{i=1}^n P_{нб, i}$$

Определим наибольшую суммарную активную мощность, потребляемую в проектируемой сети:

$k_0 = 0,95$ - коэффициент наибольшей нагрузки п/ст

$\Delta_* P_c = 0,05$ - суммарные потери мощности в сети в долях от суммарной нагрузки п/ст

$$P_{П, нб} = (0,95 + 0,05)(28 + 18 + 21 + 15) = 82 \text{ МВт}.$$

Для дальнейших расчетов определяем наибольшую реактивную нагрузку i -го узла $Q_{нб, i}$ и наибольшую полную нагрузку i -го узла $S_{нб, i}$.

$$Q_{нб, i} = P_{нб, i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad [\text{МВАр}]$$

Для 2-ой подстанции:

$$Q_{нб, 2} = P_{нб, 2} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_2) = 28 \cdot 0,802 = 22,456 \text{ МВАр}$$

Для 4-ой подстанции:

$$Q_{нб,4} = P_{нб,4} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_4) = 18 \cdot 0,619 = 11,142 \text{ МВАр},$$

Для 6-ой подстанции:

$$Q_{нб,6} = P_{нб,6} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_6) = 21 \cdot 0,75 = 15,75 \text{ МВАр},$$

Для 9-ой подстанции:

$$Q_{нб,9} = P_{нб,9} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_9) = 15 \cdot 0,82 = 12,42 \text{ МВАр}.$$

Полная нагрузка находится по формуле:

$$S_{нб,i} = \sqrt{P_{нб,i}^2 + Q_{нб,i}^2}, \text{ [МВ} \cdot \text{А]}$$

Для 2-ой подстанции:

$$S_{нб,2} = \sqrt{P_{нб,2}^2 + Q_{нб,2}^2} = \sqrt{28^2 + 22,456^2} = 35,89 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для 4-ой подстанции:

$$S_{нб,4} = \sqrt{P_{нб,4}^2 + Q_{нб,4}^2} = \sqrt{18^2 + 11,142^2} = 21,16 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Для 6-ой подстанции:

$$S_{нб,6} = \sqrt{P_{нб,6}^2 + Q_{нб,6}^2} = \sqrt{21^2 + 15,75^2} = 26,24 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Для 9-ой подстанции:

$$S_{нб,9} = \sqrt{P_{нб,9}^2 + Q_{нб,9}^2} = \sqrt{15^2 + 12,42^2} = 19,47 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Для воздушных линий 110 кВ в первом приближении допускается принимать равным потери и генерацию реактивной мощности в линиях. Оценить приблизительно потери в трансформаторах подстанции следующим образом:

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1 \sum_{i=1}^n \alpha_{T,i} \cdot S_{нб,i}$$

Так как мы рассматриваем электрическую сеть 110/10 кВ, то $\alpha_{T,i} = 1$

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1(\alpha_{T,i}(S_{нб,2} + S_{нб,4} + S_{нб,7} + S_{нб,10})) = 0,1(1(35,89 + 21,16 + 26,24 + 19,474)) = 10,27 \text{ МВАр}$$

Уравнение баланса реактивной мощности в электрической сети имеет вид:

$$Q_{П,нб} = k_0(Q) \sum_{i=1}^n Q_{нб,i} + \sum_{i=1}^m (\Delta Q_i - \Delta Q_{c,i}) + \Delta Q_{T,\Sigma},$$

где $k_0 \approx 0,98$.

Для воздушных линий 110 кВ в первом приближении допускается принимать равными потери и генерации реактивной мощности в линиях, т.е.

$$\Delta Q_L - \Delta Q_{c,l} = 0.$$

Отсюда:

$$Q_{П,нб} = 0,98(Q_{нб,2} + Q_{нб,4} + Q_{нб,7} + Q_{нб,10}) + \Delta Q_{T,\Sigma} = 0,98(22,456 + 11,142 + 15,75 + 12,42) + 10,27 = 70,8 \text{ MVar}.$$

4. Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств

В электрических сетях устанавливают так называемые компенсирующие устройства. Компенсирующими устройствами называют установки, предназначенные для компенсации емкостей или индуктивной составляющей переменного тока. Условно их разделяют на:

а) устройства для компенсации реактивной мощности, потребляемой нагрузками и в элементах сети, - синхронные двигатели и поперечно включаемые батареи конденсаторов

б) устройства для компенсации реактивных параметров линии — продольно включаемые батареи конденсаторов, поперечно включаемые реакторы.

Компенсирующие устройства, кроме генерации реактивной мощности, потребляют некоторую активную мощность. При расчете рабочего режима мы эти величины не будем учитывать, так как они оказывают сравнительно малое влияние на параметры режима.

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{П,нб} = 105,4 \text{ MVar}$ сравниваем с указанным на проект значением реактивной мощности Q_c .

$$Q_c = \sum_{i=1}^n P_{нб,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_c$$

$\operatorname{tg} \varphi_A = 0,426$ - коэффициент мощности на подстанции "А".

$$Q_c = 82 \cdot 0,426 = 34,93 \text{ MVar}.$$

При $Q_{П,нб} > Q_c$ в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства, суммарная мощность которых определяется из выражения:

$$Q_{K\Sigma} = Q_{П,нб} - Q_c$$

$$Q_{K\Sigma} = 70,8 - 34,93 = 35,87 \text{ MVar}.$$

На каждой подстанции должны быть установлены конденсаторные батареи мощностью:

$$Q_{k,i} = P_{нб,i} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_i - \operatorname{tg} \varphi_A) \quad (1)$$

для 2-ой подстанции:

$$Q_{k,2} = P_{нб,2} (\operatorname{tg} \varphi_2 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 28(0,802 - 0,426) = 10,53 \text{ Мвар};$$

для 4-ой подстанции:

$$Q_{k,4} = P_{нб,4} (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 18(0,619 - 0,426) = 3,47 \text{ Мвар};$$

для 6-ой подстанции:

$$Q_{k,6} = P_{нб,6} (\operatorname{tg} \varphi_6 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 21(0,75 - 0,426) = 6,8 \text{ Мвар};$$

для 9-ой подстанции:

$$Q_{k,9} = P_{нб,9} (\operatorname{tg} \varphi_9 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 15(0,28 - 0,426) = 5,91 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{k,i} = P_{нб,i} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_i - \operatorname{tg} \varphi_A), \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{ЭК} = 0,3$.

для 2-ой подстанции:

$$Q_{k,2} = P_{нб,2} (\operatorname{tg} \varphi_2 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 28(0,802 - 0,3) = 14,06 \text{ Мвар};$$

для 4-ой подстанции:

$$Q_{k,4} = P_{нб,4} (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 18(0,619 - 0,3) = 5,74 \text{ Мвар};$$

для 6-ой подстанции:

$$Q_{k,6} = P_{нб,6} (\operatorname{tg} \varphi_6 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 21(0,75 - 0,3) = 9,45 \text{ Мвар};$$

для 9-ой подстанции:

$$Q_{k,9} = P_{нб,9} (\operatorname{tg} \varphi_9 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 15(0,82 - 0,3) = 7,8 \text{ Мвар}.$$

Окончательное решение о необходимости установки конденсаторных батарей на каждой из подстанций принимается по большей из величин, вычисленных выше по выражениям (2.7) и (2.8) части I.

В нашем случае мощности конденсаторных установок, определенные по второму условию по формуле (2.8) части I, получились больше, поэтому второе условие будет решающим для выбора конденсаторных установок.

Количество конденсаторных установок на подстанции должно быть равным или кратным количеству секций (или обмоток низшего напряжения силовых трансформаторов). Данное условие необходимо выполнять для рав-номерной загрузки секций ПС (обмоток НН трансформаторов). Для транс-форматоров с расщепленными обмотками низшего напряжения количество конденсаторных установок на каждой ПС равно четырем.

Мощность конденсаторных установок (КУ) на ПС выбирается равной или ближайшей (большей или меньшей) по номенклатуре заводов-изготовителей КУ.

С помощью таблицы 2.1 части I выбираем типы и количество КУ, устанавливаемых на каждой подстанции. Результаты выбора сводим в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Тип и количество КУ в узлах

Номер узла	Количество КУ	Тип КУ
2	4	УКРМ-10,5-3500
4	2	УКРМ-10,5-2900
6	4	УКРМ-10,5-2350
9	2	УКРМ-10,5-3900

Затем уточняем суммарную установленную реактивную мощность конденсаторных установок (КУ) $Q_{k,i}$ на каждой ПС:

- для 2–го узла $Q_{k,2} : 4 \times \text{УКРМ} -10,5 - 3500 = 3500 \cdot 4 = 14000 = 14 \text{ Мвар};$
- для 4–го узла $Q_{k,4} : 2 \times \text{УКРМ} -10,5 - 2900 = 2900 \cdot 2 = 5800 = 5,8 \text{ Мвар};$
- для 7–го узла $Q_{k,7} : 4 \times \text{УКРМ} -10,5 - 2350 = 2350 \cdot 4 = 9400 = 9,4 \text{ Мвар};$
- для 10–го узла $Q_{k,10} : 2 \times \text{УКРМ} -10,5 - 3900 = 3900 \cdot 2 = 7800 = 7,8 \text{ Мвар}.$

Далее с учетом установленных мощностей КУ на каждой ПС определим реактивную мощность, потребляемую каждой подстанцией (в узлах) от системы:

$$Q_i = Q_{нб,i} - Q_{k,i}, \quad (4.2)$$

где $Q_{k,i}$ – мощность конденсаторных батарей, которые должны быть установлены на каждой подстанции, Мвар:

$$Q_2 = Q_{нб,2} - Q_{k,2} = 24,46 - 14 = 8,46 \text{ Мвар};$$

$$Q_4 = Q_{нб,4} - Q_{k,4} = 11,14 - 5,8 = 5,34 \text{ Мвар};$$

$$Q_6 = Q_{нб,6} - Q_{k,6} = 15,75 - 9,4 = 6,35 \text{ Мвар};$$

$$Q_9 = Q_{нб,9} - Q_{k,9} = 12,42 - 7,8 = 4,62 \text{ Мвар}.$$

Полная мощность в узлах с учетом компенсирующих устройств:

$$S_i = P_{нб,i} + jQ_i$$

$$S_2 = |28 + j8,46| = \sqrt{28^2 + 8,46^2} = 29,25 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_4 = |18 + j5,34| = \sqrt{18^2 + 5,34^2} = 17,18 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_6 = |21 + j6,35| = \sqrt{21^2 + 6,35^2} = 20,02 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_9 = |15 + j4,62| = \sqrt{15^2 + 4,62^2} = 14,27 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

5. Выбор силовых трансформаторов понижающих подстанций

Количество трансформаторов выбирается с учетом категоричности потребителей по степени надежности. Так как по условию курсового проекта, на всех подстанциях имеются потребители 1 категории и $P_{\max} \geq 10 \text{ МВт}$, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

В соответствии с существующей практикой проектирования и согласно ПУЭ мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 10% в течение 8 часов. По [2 табл. П7] выбираем соответствующие типы трансформатора.

Для ПС № 2:

$$S_{т.ном,2} = 29,25 \cdot 1,1 = 26,59 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 4:

$$S_{т.ном,4} = 17,18 \cdot 1,1 = 15,61 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 6:

$$S_{т.ном,6} = 20,02 \cdot 1,1 = 18,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 9:

$$S_{т.ном,9} = 14,27 \cdot 1,1 = 12,97 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Результаты выбора трансформаторов приведены в таблице 2.

Таблица 2.

№ узла	Полная мощность в узле, МВ·А	Расчетная мощность одного трансформатора	Тип трансформаторов
2	29,25	26,59	2×ТРДН – 40000/110
4	17,18	15,61	2×ТДН – 16000/110
6	20,02	18,2	2×ТРДН – 25000/110
9	14,27	12,97	2×ТДН – 16000/110

Данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов 110кВ приведены в табл.3

Данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Справочные данные	<i>ТРДН –25000 /110</i>	<i>ТРДН –40000 /110</i>	<i>ТДН – 16000/110</i>
$S_{ном}, МВ \cdot А$	25	40	16
Пределы регулирования на стороне ВН	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{номВН}, кВ$	115	115	115
$U_{номНН}, кВ$	10,5	10,5	10,5
$U_{к ВН-НН}, \%$	10,5	10,5	10,5
$U_{к ВН-НН1 (ВН-НН2)}, \%$	20	20	20
$\Delta P_{к}, кВт$	120	170	85
$\Delta P_{х}, кВт$	25	34	19
$I_{х}, \%$	0,45	0,55	0,7

6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи

Существует несколько способов для выбора сечения проводников воздушных линий электропередач:

- По условиям экономичности
- По допустимым потерям напряжения
- По условиям нагрева

ВАРИАНТ 1

Для проектируемой сети сначала определим распределение полных мощностей S без учета потерь в линиях по участкам сети.

Рассмотрим в начале кольцо А–4–9–А – линию с двухсторонним питанием (А–4–9–А) (рис. 6.1). Наметим точку потоко раздела – точку 4 – и направления потоков мощности.

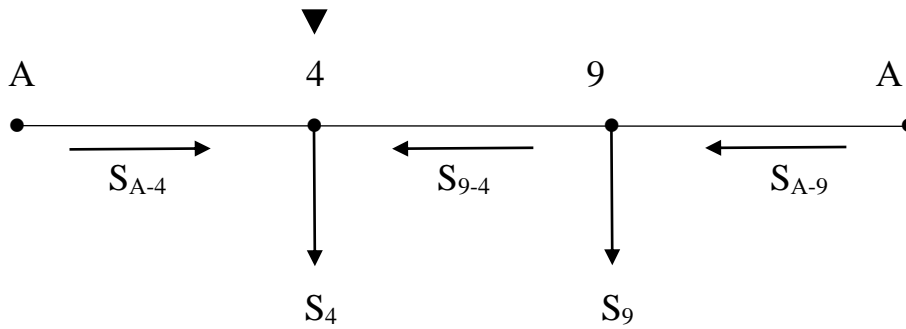


Рис. 6.1

Определим потоки полной мощности по упрощенным формулам по участкам А–4, А–9, 9–4:

$$S_{A-4} = \frac{S_4(L_{4-9} + L_{9-A}) + S_9 L_{A-9}}{L_{A-4} + L_{4-9} + L_{A-9}} = \frac{17,2 \cdot (49,6 + 39,2) + 14,3 \cdot 39,2}{40,8 + 49,6 + 39,2} = 16,11 MB \cdot A$$

$$S_{A-9} = \frac{S_9(L_{4-9} + L_{A-4}) + S_4 L_{A-4}}{L_{A-4} + L_{4-9} + L_{A-9}} = \frac{14,3 \cdot (49,6 + 40,8) + 17,2 \cdot 40,8}{40,8 + 39,2 + 49,6} = 15,38 MB \cdot A$$

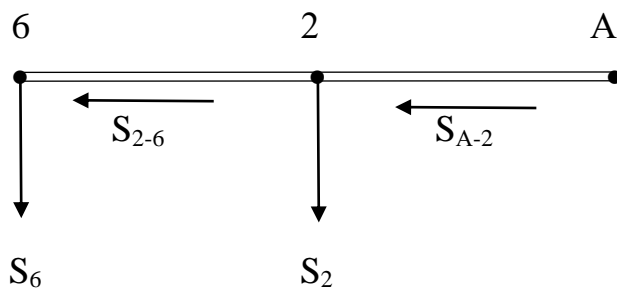
По первому закону Кирхгофа определим переток мощности S_{7-2} :

$$S_{4-9} = S_{A-9} - S_9 = 15,4 - 14,3 = 1,1 MB \cdot A$$

Проверка: $S_4 = S_{A-4} + S_{4-9} = 16,11 + 1,1 = 17,21 MB \cdot A$

Так как потоки мощности получились положительными, значит, точка потокораздела и направления мощностей выбраны верно.

Далее рассмотрим двухцепные линии. Определим потоки полной мощности по участкам А–2, А–10 по каждой цепи двухцепных линий:



$$S_{A-2} = \frac{S_2 + S_6}{2} = \frac{29,3 + 20,02}{2} = 24,66 MB \cdot A$$

$$S_{2-6} = \frac{S_6}{2} = \frac{20,02}{2} = 10,01 MB \cdot A$$

Сечения проводов выбираются по расчетной токовой нагрузке линии:

$$I_p = I_{нб} \alpha_i \alpha_t, \text{ где}$$

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110 – 220кВ принимается равным 1,05;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{\max} . Выбирается по [4 табл. 4,9]. $\alpha_t = 1,0$.

В нормальном режиме работы сети наибольший ток равен:

$$\text{Для одноцепной линии: } I_{нб} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

$$\text{Для двухцепной линии: } I_{нб} = \frac{S}{2\sqrt{3}U_{ном}}$$

Расчетная токовая нагрузка одноцепных линий «кольца» (А-4-9-А) в нормальном режиме:

- для линии А – 4:

$$I_{pA-4} = \frac{S_{A-4}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-4} = \frac{16,11 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 88,88 \text{ A}$$

-для линии А-9:

$$I_{pA-9} = \frac{S_{A-9}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-9} = \frac{15,38 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 84,86 \text{ A}$$

-для линии 4-9:

$$I_{p4-9} = \frac{S_{4-9}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{p4-9} = \frac{1,1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 6,06 \text{ A}$$

Расчетная токовая нагрузка для одной (каждой) цепи двухцепных линий А-2 и 2-6:

-в одной цепи линии А-2:

$$I_{pA-2} = \frac{S_{A-4}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-2} = \frac{29,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 161,7 A$$

-в одной цепи линии 2-6:

$$I_{p2-6} = \frac{S_{A-10}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{p2-6} = \frac{10,01 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 55,23 A$$

По найденным значениям расчетных токов определяем расчетные сечения проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима:

$$F = I_p / J_0, \text{ где } J_0 = 1.$$

— для одноцепных линий «кольца»:

$$F_{A-4} = I_{pA-4} / J_0 = 88,88 / 1 = 88,88 \text{ мм}^2;$$

$$F_{A-9} = I_{pA-9} / J_0 = 84,86 / 1 = 84,86 \text{ мм}^2;$$

$$F_4 = I_{p7-2} / J_0 = 6,06 / 1 = 6,06 \text{ мм}^2;$$

— для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-2} = I_{pA-4} / J_0 = 161,7 / 1 = 161,7 \text{ мм}^2;$$

$$F_{2-6} = I_{p2-6} / J_0 = 55,23 / 1 = 55,23 \text{ мм}^2.$$

Исходя из напряжения и расчетной токовой нагрузки в нормальном режиме выбираются сечения сталеалюминиевых проводов. Для линии 110 кВ наименьшее сечение сталеалюминиевого провода по механической прочно-сти равно 120 мм^2 . Использование проводов сечением 70 и 95 мм^2 , согласно [4] экономически невыгодно и нецелесообразно. Таким образом, для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

— для А - 4: АС – 120/19;

— для А - 9: АС – 120/19;

- для 4-9: АС – 120/19;
- для А - 2: АС – 150/24;
- для 2-6: АС – 120/19.

Далее надо провести проверку выбранного сечения по условиям нагре-ва проводов ВЛ в послеаварийном режиме.

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле:

$$I_p^{авар} \leq I_{дон} \quad (*)$$

где $I_p^{авар}$ - наибольший ток в послеаварийном режиме, А;

$I_{дон}$ - допустимый ток по нагреву, А [4, табл. 7.12].

Рассмотрим кольцо (А-4-9-А):

- при обрыве линии А - 4 (наиболее нагруженной будет линия А - 9):

$$S_{A-9авар} = S_4 + S_9 = 17,2 + 14,3 = 31,5 MB \cdot A$$

$$I_{pA-9}^{авар} = \frac{S_{A-9авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-9}^{авар} = \frac{31,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 173,8 A.$$

- при обрыве линии А - 9 (наиболее нагруженной будет линия А - 4):

$$S_{A-4авар} = S_4 + S_9 = 31,5 MB \cdot A$$

$$I_{pA-4}^{авар} = \frac{S_{A-4авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-4}^{авар} = \frac{31,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 173,8 A.$$

- поток мощности на участке 4-9 или 9-4 принять тот, который получится больше при обрыве линии А-4 или линии А-9:

$$S_{4-9авар} = S_4 = 17,18 MB \cdot A$$

$$I_{p4-9}^{авар} = \frac{S_{4-9авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{p4-9}^{авар} = \frac{17,18 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 94,79 \text{ A}.$$

Рассмотрим двухцепные линии А-2 и 2-6:

- обрыв одной цепи линии А – 2:

$$S_{A-2авар} = S_2 + S_6 = 29,3 + 20,02 = 49,32 \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$I_{pA-2}^{авар} = \frac{S_{A-2авар}}{\sqrt{3} U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-2}^{авар} = \frac{49,32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 272,12 \text{ A}.$$

- обрыв одной цепи линии 2-6:

$$S_{2-6авар} = S_6 = 20,02 \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$I_{p2-6}^{авар} = \frac{S_{2-6авар}}{\sqrt{3} U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{p2-6}^{авар} = \frac{20,02 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 110,5 \text{ A}.$$

По вычисленным наибольшим расчетным токовым нагрузкам в послеаварийном режиме по [4, табл. 7.12] определяем ближайшие большие или равные допустимые токи по нагреву и проверяем ранее выбранные сечения линий по допустимым токам по нагреву:

- Для А - 4: $173,8 \text{ A} < I_{доп} = 390 \text{ A}$ для АС–120/19;
- Для А - 9: $173,8 \text{ A} < I_{доп} = 390 \text{ A}$ для АС–120/19;
- Для 4-9: $94,79 \text{ A} < I_{доп} = 390 \text{ A}$ для АС–120/19;
- Для А - 2: $272,12 \text{ A} < I_{доп} = 450 \text{ A}$ для АС–150/24;
- Для 2- 6: $110,5 \text{ A} < I_{доп} = 390 \text{ A}$ для АС–120/19.

Окончательный выбор сечений проводов заключается в принятии большего сечения из двух вышеперечисленных условий выбора. В данном случае решающим условием выбора сечения является первое условие, т.е. выбор сечения по экономической плотности тока в нормальном режиме. Все полученные результаты запишем в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Линия	А - 4	А - 9	4 - 9	А - 2	2 - 6
$I_{p,i}, A$	88,88	84,86	6,06	161,7	55,23
Марка провода	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 150/24	АС – 120/19
$I_{p,i}^{авар}, A$	173,8	173,8	94,79	272,12	110,5
$I_{дон,i}, A$	390	390	390	450	390

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенство (6.4), и, следовательно, выбранные провода удовлетворяют условию по экономической плотности тока и допустимому нагреву в послеаварийном режиме.

ВАРИАНТ 2

Для проектируемой сети сначала определим распределение полных мощностей S без учета потерь в линиях по участкам сети.

Далее рассмотрим двухцепные линии. Определим потоки полной мощности по участкам А-2', 2'-2, 2'-6 по каждой цепи двухцепных линий:

$$S_{A-2'} = \frac{S_2 + S_6}{2} = \frac{29,25 + 20,02}{2} = 24,64 MB \cdot A$$

$$S_{2'-2} = \frac{S_2}{2} = \frac{29,25}{2} = 14,63 MB \cdot A$$

$$S_{2'-6} = \frac{S_6}{2} = \frac{20,02}{2} = 10,01 MB \cdot A$$

По участкам А-9, А-4:

$$S_{A-9} = \frac{S_9}{2} = \frac{14,27}{2} = 7,14 MB \cdot A$$

$$S_{A-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{17,18}{2} = 8,59 MB \cdot A$$

Сечения проводов выбираются по расчетной токовой нагрузке линии:

$$I_p = I_{нб} \alpha_i \alpha_t, \text{ где}$$

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110 – 220кВ принимается равным 1,05;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{\max} . Выбирается по [4 табл. 4,9]. $\alpha_t = 1,0$.

В нормальном режиме работы сети наибольший ток равен:

$$\text{Для одноцепной линии: } I_{нб} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

$$\text{Для двухцепной линии: } I_{нб} = \frac{S}{2\sqrt{3}U_{ном}}$$

Расчетная токовая нагрузка для одной (каждой) цепи двухцепных линий А-2', 2'-2, 2'-6:

-в одной цепи линии А-2':

$$I_{pA-2'} = \frac{S_{A-2'}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-2'} = \frac{24,64 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 135,93 \text{ A}$$

-в одной цепи линии 2'-2:

$$I_{p2'-2} = \frac{S_{2'-2}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{p2'-2} = \frac{14,63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 80,72 \text{ A}$$

-в одной цепи линии 2'-6:

$$I_{p2'-6} = \frac{S_{2'-6}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{p2'-6} = \frac{10,01 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 55,23 \text{ A}$$

Расчетная токовая нагрузка для одной (каждой) цепи двухцепных линий А-9 и А-4:

$$I_{pA-9} = \frac{S_{A-9}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-9} = \frac{7,14 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 39,39 \text{ A}$$

$$I_{pA-4} = \frac{S_{A-4}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-4} = \frac{8,59 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 47,39 \text{ A}$$

По найденным значениям расчетных токов определяем расчетные сечения проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима:

$$F = I_p / J_3, \text{ где } J_3 = 1.$$

— Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-2^*} = I_{pA-2^*} / J_3 = 135,92 / 1 = 135,92 \text{ мм}^2;$$

$$F_{2^*-2} = I_{p2^*-2} / J_3 = 80,72 / 1 = 80,72 \text{ мм}^2;$$

$$F_{2^*-6} = I_{p2^*-6} / J_3 = 55,23 / 1 = 55,23 \text{ мм}^2.$$

$$F_{A-9} = I_{pA-9} / J_3 = 39,39 / 1 = 39,39 \text{ мм}^2.$$

$$F_{A-4} = I_{pA-4} / J_3 = 47,39 / 1 = 47,39 \text{ мм}^2.$$

Исходя из напряжения и расчетной токовой нагрузки в нормальном режиме выбираются сечения сталеалюминиевых проводов. Для линии 110 кВ наименьшее сечение сталеалюминиевого провода по механической прочно-сти равно 120 мм^2 . Использование проводов сечением 70 и 95 мм^2 , согласно [5] экономически невыгодно и нецелесообразно. Таким образом, для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

- для А – 2^{*}: АС – 150/24;
- для 2^{*} – 2: АС – 120/19;
- для 2^{*} – 6: АС – 120/19;
- для А – 9: АС – 120/19;
- для А – 4: АС – 120/19;

Далее надо провести проверку выбранного сечения по условиям нагре-ва проводов ВЛ в послеаварийном режиме.

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле:

$$I_p^{авар} \leq I_{дон} \quad (*)$$

где $I_p^{авар}$ - наибольший ток в послеаварийном режиме, А;

$I_{дон}$ - допустимый ток по нагреву, А [4, табл. 7.12].

– при обрыве линии А – 4:

$$S_{A-4авар} = S_4 = 17,18 MB \cdot A$$

$$I_{pA-4}^{авар} = \frac{S_{A-4авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-4}^{авар} = \frac{17,18 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 94,79 A.$$

-при обрыве линии А – 9:

$$S_{A-9авар} = 14,27 MB \cdot A$$

$$I_{pA-9}^{авар} = \frac{S_{A-9авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-9}^{авар} = \frac{14,27 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 78,73 A.$$

Рассмотрим двухцепные линии:

- обрыв одной цепи линии А – 2` :

$$S_{A-2`авар} = S_7 + S_2 = 49,27 MB \cdot A$$

$$I_{pA-2`}^{авар} = \frac{S_{A-2`авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-2`}^{авар} = \frac{49,27 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 271,85 A.$$

- обрыв одной цепи линии 2` – 2:

$$S_{2'-2авар} = 29,25 MB \cdot A$$

$$I_{p2'-2}^{авар} = \frac{S_{2'-2авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{p2'-2}^{авар} = \frac{29,25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 61,38 A.$$

- обрыв одной цепи линии 6` – 2:

$$S_{6-2авар} = 20,02 \text{ МВ} \cdot A$$

$$I_{p6-2}^{авар} = \frac{S_{6-2авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{p6-2}^{авар} = \frac{20,02 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 110,46 \text{ А}.$$

По вычисленным наибольшим расчетным токовым нагрузкам в послеаварийном режиме по [4, табл. 7.12] определяем ближайшие большие или равные допустимые токи по нагреву и проверяем ранее выбранные сечения линий по допустимым токам по нагреву:

- для А – 2': $271,9 \text{ А} < I_{доп} = 450 \text{ А}$ для АС–150/29;
- для 2' - 2: $161,4 \text{ А} < I_{доп} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;
- для 2' - 6: $110,46 \text{ А} < I_{доп} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;
- для А - 9: $78,73 \text{ А} < I_{доп} = \text{А}$ для АС–150/24;
- для А - 10: $94,8 \text{ А} < I_{доп} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;

Окончательный выбор сечений проводов заключается в принятии большего сечения из двух вышеперечисленных условий выбора. В данном случае решающим условием выбора сечения является первое условие, т.е. выбор сечения по экономической плотности тока в нормальном режиме. Все полученные результаты запишем в табл. 6.1.

Таблица
6.1

Линия	А – 2'	2' - 2	2' - 6	А - 9	А - 4
$I_{p,i}, \text{ А}$	135,93	80,72	55,23	39,39	47,39
Марка провода	АС – 150/24	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 150/24	АС – 120/19
$I_{p,i}^{авар}, \text{ А}$	271,9	161,4	110,46	78,73	94,8
$I_{доп,i}, \text{ А}$	450	390	390	450	390

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенство (6.4), и, следовательно, выбранные провода удовлетворяют условию по экономической плотности тока и допустимому нагреву в послеаварийном режиме.

7. Выбор схем электрических подстанций

7.1. Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

ВАРИАНТ 1

Для ПС № 4 и 9 выбирают схему «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» № 5Н.

Для ПС № 2 и 6 выбирают схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 12Н.

Для центра питания А выбирают схему «две рабочие и одна обходная система шин» №13Н.

ВАРИАНТ 2

Для ПС № 4, 9, 2 и 6 выбирают схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н.

Для центра питания А выбирают схему «две рабочие и одна обходная система шин» №13Н.

7.2. Применение схем РУ 10 кВ

ВАРИАНТ 1

На ПС № 2 и 6 применяют схемы 10(6) –2 - две секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН.

На ПС № 4 и 9 применяют схемы 10(6)-1 – одна секционированная система шин, так как на этих подстанциях установлены трансформаторы без расщеплённой обмоткой НН.

ВАРИАНТ 2

На ПС № 2, 4, 7, 10 применяют схемы 10(6) –2 - две секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН.

На ПС № 4 и 9 применяют схемы 10(6)-1 – одна секционированная система шин, так как на этих подстанциях установлены трансформаторы без расщеплённой обмоткой НН.

8. Расчет технико-экономических показателей районной электрической сети

Обоснование решений при проектировании электрической сети осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимальному сроку окупаемости при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

ВАРИАНТ 1

Определим капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи по формуле $K = L \cdot K_0 \cdot K_{\text{пересч}}$ (базисные показатели стоимости ВЛ приведены в ценах 2000 г., коэффициент индексации цен на текущий 2011 год $K_{\text{пересч}} = 6$), используя [4, табл. 7.4]:

— для двухцепных ВЛ (здесь учтены металлические опоры, *надо ж/б!*):

$$K_{A-2} = 51,2 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 3,53 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

$$K_{2-6} = 30,4 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,09 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

— для одноцепных ВЛ «кольца» (здесь, для примера, учтены металлические опоры, стоимость железобетонных определяют по [4, табл. 7.4]):

$$K_{A-4, A-9, 4-9} = (40,8 + 39,2 + 49,6) \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6 = 6,6 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (3,53 + 2,09 + 6,6) \cdot 10^8 = 12,24 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

Стоимость трансформаторов определим, используя [4, табл. 7.20]:

Стоимость компенсирующих устройств. Ориентировочно стоимость можно определить по [4, табл. 7.27].

1) 1200 кВАр - 375

3500 кВАр – х

$$X=(3500*375)/1200=1093,75 \text{ тыс.руб};$$

2) 1200 кВАр - 375

2900 кВАр – х

$$X=(2900*375)/1200=906,25 \text{ тыс.руб};$$

3) 1200 кВАр - 375

2350 кВАр – х

$$X=(2350*375)/1200=734,4 \text{ тыс.руб};$$

4) 1200 кВАр - 375

3900 кВАр – х

$$X=(3900*375)/1200=1218,75 \text{ тыс.руб};$$

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ–10,5–3500	1093,75	4	4375
УКРМ–10,5–2900	906,25	2	1812,5
УКРМ–10,5–2350	734,4	4	2937,6
УКРМ–10,5–3900	1218,75	2	2437,5

В сумме: $K_{КУ} = 1,156 \cdot 10^7$ руб.

Стоимость РУ ВН [4, табл. 7.18, 7.19] с элегазовыми выключателями, стоимость постоянной части затрат по ПС 110/10 кВ [4, табл. 7.30].

Таблица 8.2

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб.	Постоянная часть затрат, тыс. руб.	Номер узла	Всего, тыс. руб.
РУ–110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	$30000 \times 6 = 180000$	$9000 \times 6 = 54000$	4,9	468000
РУ–110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	$15200 \times 6 = 91200$	$9000 \times 6 = 54000$	6	145200

РУ 110 кВ. Линейные ячейки с элегазовыми выключателями	(8x7300) x6=350400	12250x6 = 73500	6	423900
РУ 110 кВ. Две рабочие и одна обходная система шин	(10x7300)x6 =350400	12250x6 =73500	А	423900

В сумме: $K_{РУВН} = 14,61 \cdot 10^8$ руб.

Стоимость РУ НН [4, табл. 7.19] с вакуумными выключателями.

На каждой из ПС с трансформаторами ТРДН должны быть предусмотрены: четыре вводные ячейки, две с секционным выключателем, две с секционным разъединителем, четыре ячейки с трансформаторами напряжения и две ячейки для подключения трансформаторов собственных нужд. Кроме того, в РУ 10 кВ должны быть ячейки отходящих линий для электроснабжения потребителей и подключения конденсаторных установок. Принимаем, что на каждой секции НН (10 кВ) будет по четыре отходящие линии.

Стоимость 34 ячеек РУ НН для ПС №2 и 6 определим, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{РУНН} = 6 \cdot (120 \cdot 10^3 \cdot 34 \cdot 2) = 48960 \cdot 10^3 = 0,489 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Стоимость 18 ячеек РУ НН для каждой ПС № 4 и 9 определим, используя [4, табл. 7.19]:

$$K_{РУНН} = 6 \cdot (120 \cdot 10^3 \cdot 18 \cdot 2) = 25920 \cdot 10^3 = 0,259 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$\sum K_{РУНН} = 0,259 \cdot 10^8 + 0,489 \cdot 10^8 = 0,7488 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$1) K_{РУ1} = 14,61 \cdot 10^8 + 0,7488 \cdot 10^8 = 15,359 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Итоговые капитальные затраты на строительство электрической сети 110/10 кВ определяются по формуле

$$1) K = K_{ЛЭП1} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{РУ1} :$$

$$K_1 = (12,24 + 2,568 + 0,1156 + 15,359) \cdot 10^8 = 30,2826 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

По [1] потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

$$\Delta W_{T,i} = \Delta P_{X,i} \cdot 8760 + \Delta P_{K,i} \cdot \left(\frac{S_{ПC,i} / 2}{S_{НОМ.ТР,i}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, MBm \cdot ч,$$

где $T_{MAX}=6000$ ч - время, в течение которого используется максимум нагрузки.

$$\begin{aligned} \Delta W_{T,1} &= \Delta P_{X,1} \cdot 8760 + \Delta P_{K,1} \cdot \left(\frac{S_{ПC,1} / 2}{S_{НОМ.ТР,1}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 0,034 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{29,25 / 2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 324,04 MBm \cdot ч; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T,2} &= \Delta P_{X,2} \cdot 8760 + \Delta P_{K,2} \cdot \left(\frac{S_{ПC,2} / 2}{S_{НОМ.ТР,2}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 0,019 \cdot 8760 + 0,085 \cdot \left(\frac{17,18 / 2}{16} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 278,908 MBm \cdot ч; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T,3} &= \Delta P_{X,3} \cdot 8760 + \Delta P_{K,3} \cdot \left(\frac{S_{ПC,3} / 2}{S_{НОМ.ТР,3}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{20,02 / 2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 307,32 MBm \cdot ч; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T,4} &= \Delta P_{X,4} \cdot 8760 + \Delta P_{K,4} \cdot \left(\frac{S_{ПC,4} / 2}{S_{НОМ.ТР,4}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 0,019 \cdot 8760 + 0,085 \cdot \left(\frac{14,27 / 2}{16} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 244,044 MBm \cdot ч; \end{aligned}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\sum \Delta W_{TP} = 2 \cdot (324,04 + 278,9 + 307,32 + 244,1) = 2308 MBm \cdot ч;$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

$$\Delta W_{ЛЭП,i} = \left(\frac{S_{ЛЭП,i}}{U_{НОМ}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП,i} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 ;$$

$$\Delta W_{ЛЭП, A-4} = \left(\frac{S_{ЛЭП, A-4}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП, A-4} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 =$$

$$= \left(\frac{16,11}{110} \right)^2 \cdot 40,8 \cdot 0,224 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 979,55 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{ЛЭП, A-9} = \left(\frac{S_{ЛЭП, A-9}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП, A-9} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 =$$

$$= \left(\frac{15,38}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 39,2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 856,1 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{ЛЭП, A-9} = \left(\frac{S_{ЛЭП, 7-2}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП, 7-2} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 =$$

$$= \left(\frac{1,1}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 49,6 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5,55 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{ЛЭП, A-2} = \left(\frac{S_{ЛЭП, A-2}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП, A-2} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 =$$

$$= \left(\frac{24,26}{110} \right)^2 \cdot 0,204 \cdot 51,2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2301,3 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{ЛЭП, 2-6} = \left(\frac{S_{ЛЭП, A-10}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП, 2-6} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 =$$

$$= \left(\frac{10,01}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 30,4 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 272,38 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\sum \Delta W_{ЛЭП1} = 979,55 + 856,1 + 5,55 + 2301,3 + 272,38 = 4414,88 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

Стоимость электроэнергии на сегодняшний день составляет 3,25 руб/кВт·ч. Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле

$$I_{\Delta W} = 3,25 \cdot (\sum \Delta W_{ЛЭП} + \sum \Delta W_{ТР});$$

$$I_{\Delta W1} = 3,25 \cdot (4415 + 2308) \cdot 10^3 = 2,185 \cdot 10^7, \text{ руб} / \text{год}.$$

ВАРИАНТ 2

Определим капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи по формуле $K = L \cdot K_0 \cdot K_{\text{пересч}}$ (базисные показатели стоимости ВЛ приведены в ценах 2000 г., коэффициент индексации цен на текущий 2011 год $K_{\text{пересч}} = 6$), используя [4, табл. 7.4]:

– для двухцепных ВЛ (здесь учтены металлические опоры, *надо ж/б!*):

$$K_{A-2} = 51,2 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 3,53 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

$$K_{2-2} = 1,6 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 0,11 \cdot 10^8 \text{ руб};$$

$$K_{2-6} = 30,4 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 2,096 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-4} = 81,6 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 5,63 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-9} = 78,4 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 5,41 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП2}} = (81,6 + 78,4 + 51,2 + 1,6 + 30,4) \cdot 6 \cdot 1150 = 16,78 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

Стоимость трансформаторов определим, используя [4, табл. 7.20]:

$$K_{\text{Т}} = K_{\text{ПЕРЕСЧ}} \cdot \sum K_{\text{Трi}} = 6 \cdot (7,3 \cdot 2 + 4,3 \cdot 2 + 5,5 \cdot 2 + 4,3 \cdot 2) \cdot 10^8 = 2,568 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Стоимость компенсирующих устройств. Ориентировочно стоимость можно определить по [4, табл. 7.27].

1) 1200 кВАр - 375

3500 кВАр – х

$$X = (3500 \cdot 375) / 1200 = 1093,75 \text{ тыс.руб};$$

2) 1200 кВАр - 375

2900 кВАр – х

$$X = (2900 \cdot 375) / 1200 = 906,25 \text{ тыс.руб};$$

3) 1200 кВАр - 375

2350 кВАр – х

$$X = (2350 \cdot 375) / 1200 = 734,4 \text{ тыс.руб};$$

4) 1200 кВАр - 375

3900 кВАр – х

$$X = (3900 \cdot 375) / 1200 = 1218,75 \text{ тыс.руб};$$

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ–10,5–3500	1093,75	4	4375
УКРМ–10,5–2900	906,25	2	1812,5
УКРМ–10,5–2350	734,4	4	2937,6
УКРМ–10,5–3900	1218,75	2	2437,5

В сумме: $K_{ку} = 1,156 \cdot 10^7$ руб.

Стоимость РУ ВН [4, табл. 7.18, 7.19] с элегазовыми выключателями, стоимость постоянной части затрат по ПС 110/10 кВ [4, табл. 7.30].

Таблица 8.2

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб.	Постоянная часть затрат, тыс. руб.	Номер узла	Всего, тыс. руб.
РУ–110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	$15200 \times 6 = 91200$	$9000 \times 6 = 54000$	4,9,6	435600
РУ 110 кВ. Две рабочие и одна обходная система шин	$(8 \times 7300) \times 6 = 350400$	$12250 \times 6 = 73500$	А	511500

В сумме: $K_{рувн} = 9,47 \cdot 10^8$ руб.

Стоимость РУ НН [4, табл. 7.19] с вакуумными выключателями.

На каждой из ПС с трансформаторами ТРДН должны быть предусмотрены: четыре вводные ячейки, две с секционным выключателем, две с секционным разъединителем, четыре ячейки с трансформаторами напряжения и две ячейки для подключения трансформаторов собственных нужд. Кроме того, в РУ 10 кВ должны быть ячейки отходящих линий для электроснабжения потребителей и подключения конденсаторных

установок. Принимаем, что на каждой секции НН (10 кВ) будет по четыре отходящие линии.

Стоимость 34 ячеек РУ НН для ПС №2 и 6 определим, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{\text{РУНН}} = 6 \cdot (120 \cdot 10^3 \cdot 34 \cdot 2) = 48960 \cdot 10^3 = 0,489 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Стоимость 18 ячеек РУ НН для каждой ПС № 4 и 9 определим, используя [4, табл. 7.19]:

$$K_{\text{РУНН}} = 6 \cdot (120 \cdot 10^3 \cdot 18 \cdot 2) = 25920 \cdot 10^3 = 0,259 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$\Sigma K_{\text{РУНН}} = 0,259 \cdot 10^8 + 0,489 \cdot 10^8 = 0,7488 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{\text{РУ2}} = 9,47 \cdot 10^8 + 0,7488 \cdot 10^8 = 10,219 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Итоговые капитальные затраты на строительство электрической сети 110/10 кВ определяются по формуле

$$K = K_{\text{ЛЭП2}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{РУ2}} :$$

$$K_2 = (16,78 + 2,568 + 0,1156 + 10,219) \cdot 10^8 = 29,6834 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

По [1] потери электрической энергии в трансформаторе определяются формулой:

$$\Delta W_{T,i} = \Delta P_{X,i} \cdot 8760 + \Delta P_{K,i} \cdot \left(\frac{S_{\text{ПС},i} / 2}{S_{\text{НОМ.ТР},i}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАХ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где $T_{\text{МАХ}} = 6000$ ч - время, в течение которого используется максимум нагрузки.

$$\begin{aligned} \Delta W_{T,1} &= \Delta P_{X,1} \cdot 8760 + \Delta P_{K,1} \cdot \left(\frac{S_{\text{ПС},1} / 2}{S_{\text{НОМ.ТР},1}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАХ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 0,034 \cdot 8760 + 0,172 \cdot \left(\frac{29,25 / 2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 324,04 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{T,2} &= \Delta P_{X,2} \cdot 8760 + \Delta P_{K,2} \cdot \left(\frac{S_{ПС,2}/2}{S_{НОМ.ТР,2}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 0,019 \cdot 8760 + 0,085 \cdot \left(\frac{17,18/2}{16} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 278,908 MBm \cdot \text{ч};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{T,3} &= \Delta P_{X,3} \cdot 8760 + \Delta P_{K,3} \cdot \left(\frac{S_{ПС,3}/2}{S_{НОМ.ТР,3}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{20,02/2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 307,32 MBm \cdot \text{ч};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{T,4} &= \Delta P_{X,4} \cdot 8760 + \Delta P_{K,4} \cdot \left(\frac{S_{ПС,4}/2}{S_{НОМ.ТР,4}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 0,019 \cdot 8760 + 0,085 \cdot \left(\frac{14,27/2}{16} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 244,044 MBm \cdot \text{ч};\end{aligned}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\sum \Delta W_{TP} = 2 \cdot (324,04 + 278,9 + 307,32 + 244,1) = 2308 MBm \cdot \text{ч};$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

$$\Delta W_{ЛЭП,i} = \left(\frac{S_{ЛЭП,i}}{U_{НОМ}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП,i} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 ;$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{ЛЭП, A-2} &= \left(\frac{S_{ЛЭП, A-2}}{U_{НОМ}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП, A-2} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= \left(\frac{24,64}{110} \right)^2 \cdot 0,204 \cdot 51,2 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2397,2 MBm \cdot \text{ч};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{ЛЭП, 2-2} &= \left(\frac{S_{ЛЭП, 2-2}}{U_{НОМ}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП, 2-2} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= \left(\frac{14,63}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 1,6 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 30,46 MBm \cdot \text{ч};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{ЛЭП, 6-2} &= \left(\frac{S_{ЛЭП, 6-2}}{U_{НОМ}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП, 6-2} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= \left(\frac{10,01}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 30,4 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 272,38 MBm \cdot \text{ч};\end{aligned}$$

$$\Delta W_{ЛЭП, A-9} = \left(\frac{S_{ЛЭП, A-9}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП, A-9} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 =$$

$$= \left(\frac{7,14}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 78,4 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 351,23 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{ЛЭП, A-4} = \left(\frac{S_{ЛЭП, A-4}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{ЛЭП, A-4} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 =$$

$$= \left(\frac{8,59}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 81,6 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 548,36 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\sum \Delta W_{ЛЭП2} = 2397,2 + 30,46 + 272,38 + 351,23 + 548,36 = 3599,63 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Стоимость электроэнергии на сегодняшний день составляет 3,25 руб/кВт·ч. Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле

$$И_{\Delta W} = 3,25 \cdot (\sum \Delta W_{ЛЭП} + \sum \Delta W_{ТР});$$

$$И_{\Delta W2} = 3,25 \cdot (3599 + 2308) \cdot 10^3 = 1919 \cdot 10^7, \text{ руб} / \text{год}.$$

Сравним экономическую эффективность обоих вариантов.

Объём реализованной продукции:

$$Q_P = T_{MAX} \cdot \Sigma P \cdot 3,25 = 6000 \cdot (28+18+21+15) \cdot 3,25 \cdot 10^3 = 1,599 \cdot 10^9 \text{ руб}.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание определяются по формуле

$$I_{APO} = K \cdot \alpha; \text{ где } \alpha = 2,8\% \text{ по [2]:}$$

$$I_{APO(1)} = K_1 \cdot \alpha = 3,03 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 8,484 \cdot 10^7 \text{ руб/год;}$$

$$I_{APO(2)} = K_2 \cdot \alpha = 2,968 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 8,31 \cdot 10^7 \text{ руб/год;}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W(1)} = 2,185 \cdot 10^7 \text{ руб/год ;}$$

$$I_{\Delta W(2)} = 1,919 \cdot 10^7 \text{ руб/год ;}$$

Суммарные издержки определяем по формуле:

$$I_{\Sigma(1)} = (8,484 + 2,185) \cdot 10^7 = 10,669 \cdot 10^7 \text{ руб/год ;}$$

$$I_{\Sigma(2)} = (8,31 + 1,919) \cdot 10^7 = 10,229 \cdot 10^7 \text{ руб/год ;}$$

Определяем прибыль как $\Pi = Q_P - I_{\Sigma}$:

$$\Pi_1 = 1,599 \cdot 10^9 - 10,669 \cdot 10^7 = 1,492 \cdot 10^9 \text{ руб/год;}$$

$$\Pi_2 = 1,599 \cdot 10^9 - 0,10229 \cdot 10^9 = 1,496 \cdot 10^9 \text{ руб/год.}$$

Налог на прибыль принимаем 20 %:

$$H_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 1,492 \cdot 10^9 = 0,298 \cdot 10^9 \text{ руб/год;}$$

$$H_2 = 0,2 \cdot \Pi_2 = 0,2 \cdot 1,496 \cdot 10^9 = 0,299 \cdot 10^9 \text{ руб/год.}$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле:

$$P = \frac{Q_P - I_{\Sigma} - H}{K}$$

$$P_{(1)} = \frac{Q_P - I_{\Sigma(1)} - H_{(1)}}{K_{(1)}} = \frac{1,599 \cdot 10^9 - 0,10669 \cdot 10^9 - 0,298 \cdot 10^9}{3,03 \cdot 10^9} = 0,394;$$

$$P_{(2)} = \frac{Q_P - I_{\Sigma(2)} - H_{(2)}}{K_{(2)}} = \frac{1,599 \cdot 10^9 - 0,10229 \cdot 10^9 - 0,299 \cdot 10^9}{2,968 \cdot 10^9} = 0,403 ;$$

т.е. рентабельность первого варианта выше, чем второго.

Определим срок окупаемости:

$$T_{OK(i)} = \frac{K_i}{(P_{(i)} + I_{\Sigma(i)})}$$

$$T_{OK(1)} = \frac{K_1}{(P_{(1)} + I_{\Sigma(1)})} = \frac{3,03 \cdot 10^9}{(1,492 \cdot 10^9 + 0,10669 \cdot 10^9)} = 1,896 \approx 2 \text{ год};$$

$$T_{OK(2)} = \frac{K_2}{(P_{(2)} + I_{\Sigma(2)})} = \frac{2,968 \cdot 10^9}{(1,496 \cdot 10^9 + 0,10229 \cdot 10^9)} = 1,85 \approx 2 \text{ год}.$$

Так как в качестве критерия сравнения был взят срок окупаемости, то, определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, приходим к выводу, что они абсолютно равноценны. Поэтому для дальнейших расчетов можно выбрать любой вариант, например вариант № 1.

9. Расчет режимов сети

9.1. Максимальный режим

9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах

Потери полной мощности в трансформаторе:

$$\Delta S_i = \Delta P_i + j\Delta Q_i$$

$$\Delta P_i = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K (S_i / 2)^2}{S_{ном}^2}$$

$$\Delta Q_i = \frac{I_{X\%} S_{ном}}{100} + \frac{u_{K\%} S_i^2}{100 S_{ном}}$$

Для ПС № 2 ($2 \times ТРДН - 40000 / 110$):

$$\Delta P_2 = 34 \cdot 10^3 + \frac{172 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{29,25 \cdot 10^6}{2} \right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,057 \text{ MBm};$$

$$\Delta Q_2 = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{29,25 \cdot 10^6}{2} \right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 0,8214 \text{ MVar};$$

$$\Delta S_2 = 0,057 + j0,8214 MB \cdot A.$$

Для ПС № 4 ($2 \times TДН - 16000 / 110$):

$$\Delta P_4 = 19 \cdot 10^3 + \frac{85 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{17,18 \cdot 10^6}{2} \right)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 0,043 MBm;$$

$$\Delta Q_4 = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{17,18 \cdot 10^6}{2} \right)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 0,596 MBAp;$$

$$\Delta S_4 = 0,043 + j0,596 MB \cdot A$$

Для ПС № 6 ($2 \times ТРДН - 25000 / 110$):

$$\Delta P_6 = 25 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{20,02 \cdot 10^6}{2} \right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,0442 MBm;$$

$$\Delta Q_6 = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{20,02 \cdot 10^6}{2} \right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,5958 MBAp;$$

$$\Delta S_6 = 0,0442 + j0,5958 MB \cdot A$$

Для ПС № 9 ($2 \times TДН - 16000 / 110$):

$$\Delta P_9 = 19 \cdot 10^3 + \frac{85 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{14,27 \cdot 10^6}{2} \right)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 0,0305 MBm;$$

$$\Delta Q_9 = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{14,27 \cdot 10^6}{2} \right)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 0,446 MBAp;$$

$$\Delta S_9 = 0,0305 + j0,446 MB \cdot A.$$

$$b_{Л(A-4)} = b_0 \cdot L_{(A-4)} = 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 40,8 = 108,44 \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$b_{Л(A-9)} = b_0 \cdot L_{(A-9)} = 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 39,2 = 104,19 \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$b_{Л(A-2')} = b_0 \cdot L_{(7-2)} = 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 25,6 = 68,08 \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$b_{Л(2'-2)} = b_0 \cdot L_{(A-4)} = 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8 = 2,1264 \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$b_{Л(2'-6)} = b_0 \cdot L_{(A-10)} = 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 15,2 = 40,4 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}.$$

$$\Delta Q_c^H = \frac{1}{2} \cdot U_{НОМ}^2 \cdot b; \quad \Delta Q_c^K = \frac{1}{2} \cdot U_{НОМ}^2 \cdot b;$$

$$\Delta Q_{c(A-4)}^{H,K} = \frac{1}{2} \cdot U_{НОМ}^2 \cdot b_{(A-4)} = \frac{1}{2} \cdot (110 \cdot 10^3)^2 \cdot 108,44 \cdot 10^{-6} = 0,656 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{c(A-9)}^{H,K} = \frac{1}{2} \cdot U_{НОМ}^2 \cdot b_{(A-9)} = \frac{1}{2} \cdot (110 \cdot 10^3)^2 \cdot 104,19 \cdot 10^{-6} = 0,6303 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{c(A-2')}^{H,K} = \frac{1}{2} \cdot U_{НОМ}^2 \cdot b_{(A-2')} = \frac{1}{2} \cdot (110 \cdot 10^3)^2 \cdot 68,04 \cdot 10^{-6} = 0,4116 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{c(2'-2)}^{H,K} = \frac{1}{2} \cdot U_{НОМ}^2 \cdot b_{(2'-2)} = \frac{1}{2} \cdot (110 \cdot 10^3)^2 \cdot 2,1264 \cdot 10^{-6} = 0,0128 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{c(2'-6)}^{H,K} = \frac{1}{2} \cdot U_{НОМ}^2 \cdot b_{(2'-6)} = \frac{1}{2} \cdot (110 \cdot 10^3)^2 \cdot 40,4 \cdot 10^{-6} = 0,2444 \text{ МВАр}.$$

Определим расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

$$S_{расч,2} = \frac{S_{н,2}}{2} + \Delta S_{T,2} - j(Q_{c,2'-2}^K) = \frac{28 + j8,46}{2} + 0,057 + j0,8214 - 0,0128 =$$

$$= 14,04 + j5,05 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_6 = \frac{S_{н,6}}{2} + \Delta S_{T,6} - j(Q_{c,2'-6}^K) = \frac{21 + j6,35}{2} + 0,0442 + j0,5958 - 0,2444 =$$

$$= 10,29 + j3,77 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{расч,4} = \frac{S_{н,4}}{2} + \Delta S_{T,4} - jQ_{c,A-4}^K = \left(\frac{18 + j5,34}{2} \right) + 0,043 + j0,596 - 0,656 =$$

$$= 8,387 + j3,3 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{расч,9} = \frac{S_{н,9}}{2} + \Delta S_{T,9} - jQ_{c,A-9}^K = \frac{15 + j4,62}{2} + 0,0305 + j0,446 - 0,6303 =$$

$$= 6,9 + j2,756 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Вариант 2

Определим полные сопротивления линий [4, табл. 7.5].

Таблица 6.

Линия	Марка провода	$z_{л} = (r_0 + jx_0)L_{л}, \text{ Ом}$
-------	---------------	---

A – 2`	AC – 150/24	$z_{A-2} = (20,4 + j42) \cdot 10^{-2} \cdot 25,6 = 5,22 + j10,75$
2-2`	AC – 120/19	$z_{2-2} = (24,4 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 0,8 = 0,19 + j0,34$
6-2`	AC – 120/19	$z_{6-2} = (24,4 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 15,2 = 3,7 + j6,5$
A-9	AC – 120/19	$z_{A-9} = (24,4 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 39,2 = 9,6 + j16,7$
A-4	AC – 120/19	$z_{A-4} = (24,4 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 40,8 = 9,9 + j17,4$

С помощью выражения:

$$S_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k z_{1k}^*}{z_{n-1}^*}$$

Нагрузка в узлах 6-2` равна:

$$S_{6-2}^{\kappa} = S_{p6} = (10.29 + j3.77) MB \cdot A.$$

Потери мощности в линии 6-2`:

$$\Delta S_{Z,6-2} = \frac{(P_{6-2}^{\kappa})^2 + (Q_{6-2}^{\kappa})^2}{U_{НОМ}^2} z_{6-2}.$$

$$\Delta S_{Z,6-2} = \frac{(10.29)^2 + (3.77)^2}{110^2} (3.7 + j6.5) = 0,0099(1.85 + j3.25) = (0.0183 + j0.03217) MB \cdot A$$

Мощность в начале линии: 6-2`

$$S_{6-2}^{\eta} = S_{6-2}^{\kappa} + \Delta S_{Z,6-2} - jQ_{c,6-2}^{\kappa} = 10.29 + j3.77 + 0,0183 + j0.03217 - j0,1222 = 10.3 + j3.679 MB \cdot A;$$

Для линии 2-2`:

$$S_{2-2}^{\kappa} = 14.04 + j5.05 MB \cdot A.$$

$$\Delta S_{Z,2-2} = \frac{(P_{2-2}^{\kappa})^2 + (Q_{2-2}^{\kappa})^2}{U_{НОМ}^2} z_{A-2} = \frac{(14.04)^2 + (5.05)^2}{110^2} (0.19 + j0.34) = 0,0017 + j0,0031$$

$$S_{2-2}^{\eta} = S_{2-2}^{\kappa} + \Delta S_{Z,2-2} - jQ_{c,2-2}^{\kappa} = 14.01 + j5.05 + 0.0017 + j0.0031 - j0,0128 = 14.041 + j5.0467 MB \cdot A;$$

Для линии A-2`:

$$S_{A-2}^{\kappa} = S_{6-2}^{\eta} + S_{2-2}^{\eta} - jQ_{c,A-2}^{\kappa} = 10.327 + j3.712 + 14.0434 + j5.05 - j0.2058 = \\ = 0.288 + j0.591 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Мощности в начале линии А-2`:

$$S_{A-2}^{\eta} = S_{A-2}^{\kappa} + \Delta S_{Z,A-2} - jQ_{A-2}^{\eta} = 24.4 + j8.562 + 0.288 + j0.591 - j0.4116 = \\ = 24.688 + j8.9342 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассмотрим двухцепные линии А-4 и А-10:

Для линии А-4:

$$S_{A-4}^{\kappa} = S_{p4} = 8.4 + j3.3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в линии А-4:

$$\Delta S_{Z,A-4} = \frac{(P_{A-4}^{\kappa})^2 + (Q_{A-4}^{\kappa})^2}{U_{НОМ}^2} z_{A-4} \cdot 0.5.$$

$$\Delta S_{Z,A-4} = \frac{(8.4)^2 + (3.3)^2}{110^2} (9.9 + j17.4) \cdot \frac{1}{2} = 0.033 + j0.058 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

В

начале линии А-4:

$$S_{A-4}^{\eta} = S_{A-4}^{\kappa} + \Delta S_{Z,A-4} - jQ_{c,A-4}^{\kappa} = 8.4 + j3.3 + 0.033 + j0.058 - j0.656 = \\ = 8.43 + j3.03 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Для линии А-9:

$$S_{A-9}^{\kappa} = S_{p9} = (6.9 + j2.756) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в линии А-9:

$$\Delta S_{Z,A-9} = \frac{(P_{A-9}^{\kappa})^2 + (Q_{A-9}^{\kappa})^2}{U_{НОМ}^2} z_{A-9} \cdot 0.5.$$

$$\Delta S_{Z,A-9} = \frac{(6.9)^2 + (2.756)^2}{110^2} (9.6 + j16.7) \cdot \frac{1}{2} = 0.0218 + j0.038 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

В

начале линии А-9:

$$S_{A-10}^{\eta} = S_{A-10}^{\kappa} + \Delta S_{Z,A-10} - jQ_{c,A-10}^{\kappa} = 9.5408 + j3.8742 + 0.0299 + j0.0524 - j0.4503 = \\ = 9.5709 + j3.7014 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

9.2.1. Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН) в максимальном режиме

Расчет проводим от начала (от известного заданного значения напряжения в т. А) к концам.

Для ПС № 4:

$$U_4 = U_{A MAX} - \frac{P_{A-4}'' \frac{r_0 \cdot L_{A-4}}{2} + Q_{A-4}'' \frac{x_0 \cdot L_4}{2}}{U_{A MAX}}$$

$$U_4 = 115,5 - \frac{8,43 \cdot 0,244 \cdot 40,8 + 3,03 \cdot 0,427 \cdot 40,8}{115,5} = 114,31 \text{ кВ}$$

Для ПС № 9:

$$U_9 = U_{A MAX} - \frac{P_{A-9}'' \frac{r_0 \cdot L_9}{2} + Q_{A-9}'' \frac{x_0 \cdot L_{A-9}}{2}}{U_{A MAX}}$$

$$U_2 = 115,5 - \frac{6,9218 \cdot 0,244 \cdot 39,2 + 2,479 \cdot 0,427 \cdot 39,2}{115,5} = 114,56 \text{ кВ}$$

Для отпайки 2`:

$$U_{2'} = U_{A MAX} - \frac{P_{A-2'}'' \frac{r_0 \cdot L_{A-2'}}{2} + Q_{A-2'}'' \frac{x_0 \cdot L_{A-2'}}{2}}{U_{A MAX}}$$

$$U_2 = 115,5 - \frac{24,7 \cdot 0,204 \cdot 25,6 + 8,93 \cdot 0,42 \cdot 25,6}{115,5} = 113,55 \text{ кВ}$$

Для ПС № 2:

$$U_2 = U_{2'} - \frac{P_{2'-2}'' \frac{r_0 \cdot L_{2'-2}}{2} + Q_{2'-2}'' \frac{x_0 \cdot L_{2'-2}}{2}}{U_{2'}}$$

$$U_2 = 113,55 - \frac{14,041 \cdot 0,244 \cdot 0,8 + 5,0467 \cdot 0,427 \cdot 0,8}{113,55} = 113,51 \text{ кВ}$$

Для ПС № 6:

$$U_6 = U_{2'} - \frac{P_{2'-6}'' \frac{r_0 \cdot L_{2'-6}}{2} + Q_{2'-6}'' \frac{x_0 \cdot L_{2'-6}}{2}}{U_{A MAX}}$$

$$U_6 = 113,55 - \frac{10,3 \cdot 0,244 \cdot 15,2 + 3,679 \cdot 0,427 \cdot 15,2}{113,55} = 113 \text{ кВ}$$

9.2.2. Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме

Напряжение на шинах низкого напряжения присоединенное к стороне высшего напряжения для трансформаторов с не расщепленными обмотками типа ТДН, ТД, ТДЦ, ТМН U'_H определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - P_H R_T - Q_H X_T},$$

где P_H, Q_H - активная и реактивная мощности нагрузки в рассматриваемом режиме;

R_T, X_T - активное и реактивное сопротивление трансформаторов, определенных по [2, табл. П7].

На подстанциях 2,4,7 и 10 установлены трансформаторы с расщепленными обмотками, поэтому U'_H определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - \left[\left(P_H R_{TB} + \frac{P_H}{2} R_{TH} \right) + \left(Q_H X_{TB} + \frac{Q_H}{2} X_{TH} \right) \right]},$$

$$\text{где } P_H = \frac{P_H - \Delta P_T}{2} - \Delta P_{XX};$$

$$Q_H = \frac{Q_H - \Delta Q_T}{2} - \Delta Q_{XX};$$

$$R_{TB} = \frac{\Delta R_{K,BH-HH} U_{HOM}^2}{2};$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2R_{TB};$$

$$X_{TB} = \frac{U_{K,BH-HH} U_{HOM}^2}{100S_{HOM}} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right),$$

где

$$K_p = 4 \left(\frac{U_{K,BH-HH1}}{U_{K,BH-HH}} - 1 \right);$$

$$X_{TH} = \frac{U_{K,BH-HH} U_{HOM}^2}{100S_{HOM}} \frac{K_p}{2}.$$

Используя вышеприведенные формулы, определим соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 9 ($2 \times \text{ТДН} - 16000/110$):

$$P_{H,9} = \frac{15}{2} + 0,0305 - 0,019 = 7,511 \text{ MBm};$$

$$Q_{H,2} = \frac{4,62}{2} + 0,446 - 0,112 = 2,644 \text{ МВар} ;$$

$$R_{TB} = \frac{85 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 4,39 \text{ Ом} ;$$

$$U'_{H,9} = \frac{114,56}{2} + \sqrt{\frac{114,56^2}{4} - 7,5115 \cdot 4,39 - 2,644 \cdot 86,79} = 112,22 \text{ кВ} ;$$

Для ПС № 4 ($2 \times \text{ТРДН} - 40000 / 110$):

$$P_{H,4} = \frac{34}{2} + 0,062 - 0,034 = 17,03 \text{ МВт} ;$$

$$Q_{H,4} = \frac{10,27}{2} + 0,2883 - 0,22 = 5,2 \text{ МВар} ;$$

$$R_{TB} = \frac{172 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{2(40 \cdot 10^6)^2} = 0,71 \text{ Ом} ;$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot 0,71 = 1,42 \text{ Ом} ;$$

$$X_{TB} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \left(1 - \frac{3,62}{4}\right) = 3,3 \text{ Ом} ;$$

$$K_p = 3,62$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \frac{3,62}{2} = 62,84 \text{ Ом}$$

Для ПС № 2 ($2 \times \text{ТРДН} - 40000 / 110$):

$$P_{H,2} = \frac{28}{2} + 0,057 - 0,034 = 14,023 \text{ МВт} ;$$

$$Q_{H,2} = \frac{8,46}{2} + 0,8214 - 0,26 = 4,7914 \text{ МВар} ;$$

$$R_{TB} = \frac{172 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{2(40 \cdot 10^6)^2} = 0,71 \text{ Ом} ;$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot 0,71 = 1,42 \text{ Ом} ;$$

$$X_{TB} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \left(1 - \frac{3,62}{4}\right) = 3,3 \text{ Ом} ;$$

$$K_p = 3,62$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \frac{3,62}{2} = 62,84 \text{ Ом}$$

$$U'_{H,2} = \frac{113,51}{2} + \sqrt{\frac{113,51^2}{4} - \left[\left(14,023 \cdot 0,71 + \frac{14,023}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(4,7914 \cdot 3,3 + \frac{4,7914}{2} \cdot 62,84 \right) \right]} = 114,84 \text{ кВ};$$

Для ПС № 6 ($2 \times ТРДН - 25000/110$):

$$P_{H,6} = \frac{21}{2} + 0,042 - 0,025 = 10,5192 \text{ МВт};$$

$$Q_{H,6} = \frac{6,35}{2} + 0,5958 - 0,175 = 3,5958 \text{ МВАр};$$

$$R_{TB} = \frac{120 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{2(25 \cdot 10^6)^2} = 1,27 \text{ Ом};$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot 1,27 = 2,54 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = 5,28 \text{ Ом};$$

$$K_p = 3,62$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \frac{3,62}{2} = 100,54 \text{ Ом}$$

$$U'_{H,6} = \frac{113}{2} + \sqrt{\frac{113^2}{4} - \left[\left(10,519 \cdot 1,27 + \frac{10,519}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(3,5958 \cdot 5,28 + \frac{3,5958}{2} \cdot 100,54 \right) \right]} = 110,95 \text{ кВ};$$

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{H,жел}$, может быть определено по выражению:

$$n_{отв}^{жел} = \left(\frac{U'_H U_{HH}}{U_{H,жел} U_{BH}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{отв}}$$

Для ПС № 4:

$$n_{отв,4}^{жел} = \left(\frac{111,64 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,6, \text{ округляем } n_{отв,4} = -2.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определяется по формуле:

$$U_H = \frac{U'_H U_{HH}}{U_{BH} \left(1 + n_{отв} \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)}$$

$$U_{H,4} = \frac{111,64 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,56 \text{ кВ}$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ($U_{ном} = 10\text{кВ}, \%$):

$$\delta U = \frac{U_H - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100$$

$$\delta U_4 = \frac{10,56 - 10}{10} \cdot 100 = 5,6\%$$

Для ПС № 9:

$$n_{отв,9}^{жел} = \left(\frac{112,22 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,35, \text{ округляем } n_{отв,9} = -1.$$

$$U_{H,9} = \frac{112,22 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-1) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,43\text{кВ}$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ($U_{ном} = 10\text{кВ}, \%$):

$$\delta U_9 = \frac{10,43 - 10}{10} \cdot 100 = 4,3\%$$

Для ПС № 2:

$$n_{отв,2}^{жел} = \left(\frac{114,84 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -0,07, \text{ округляем } n_{отв,2} = 0.$$

$$U_{H,2} = \frac{114,84 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (0) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,48\text{кВ}$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ($U_{ном} = 10\text{кВ}, \%$):

$$\delta U_7 = \frac{10,48 - 10}{10} \cdot 100 = 4,8\%$$

Для ПС № 6:

$$n_{отв,6}^{жел} = \left(\frac{110,95 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,9, \text{ округляем } n_{отв,6} = -2.$$

$$U_{H,6} = \frac{110,95 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,504\text{кВ}$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ($U_{ном} = 10\text{кВ}, \%$):

$$\delta U_{10} = \frac{10,504 - 10}{10} \cdot 100 = 5,04\%$$

Результаты расчета представлены в таблице 8.

Таблица 8

№ ПС	$U'_H, \text{кВ}$	$n_{отв}^{\text{жсэл}}$	$n_{отв}$	$U_H, \text{кВ}$	$\delta U, \%$
4	111,64	-1,6	-2	10,56	5,6
9	112,22	-1,35	-1	10,43	4,3
2	114,84	-0,07	0	10,48	4,8
6	110,95	-1,9	-2	10,504	5,04

Выбранные рабочие ответвления понижающих трансформаторов обес-печивают поддержание требуемых отклонений напряжения на шинах 10 кВ подстанций во всех рассмотренных режимах работы.

9.3. Послеаварийный режим

Для ПС № 2 ($2 \times \text{ТРДН} - 40000/110$):

$$\Delta P_2 = 34 \cdot 10^3 + \frac{172 \cdot 10^3 \cdot (29,25 \cdot 10^6)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,125 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_2 = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5(29,25 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 2,5 \text{ МВАр};$$

$$\Delta S_2 = 0,125 + j2,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для ПС № 4 ($2 \times \text{ТДН} - 16000/110$):

$$\Delta P_4 = 19 \cdot 10^3 + \frac{85 \cdot 10^3 \cdot (17,18 \cdot 10^6)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 0,117 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_4 = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5(17,18 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 2,04 \text{ МВАр};$$

$$\Delta S_4 = 0,117 + j2,04 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 6 ($2 \times \text{ТРДН} - 25000/110$):

$$\Delta P_6 = 25 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (20,02 \cdot 10^6)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,101 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_6 = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5(20,02 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 1,858 \text{ МВАр};$$

$$\Delta S_6 = 0,101 + j1,86 MB \cdot A$$

Для ПС № 9 ($2 \times TДН - 16000/110$):

$$\Delta P_9 = 19 \cdot 10^3 + \frac{85 \cdot 10^3 \cdot (14,27 \cdot 10^6)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 0,087 MBm;$$

$$\Delta Q_9 = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5(14,27 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 1,45 MBAp;$$

$$\Delta S_{10} = 0,087 + j1,45 MB \cdot A$$

Определим расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

-при обрыве линии А-2:

$$S_{расч,2} = S_{н,2} + \Delta S_{T,2} - jQ_{c,2-2}'' = 28 + j8,46 + 0,125 + j2,5 - j0,0128 = 28,11 + j10,96 MB \cdot A;$$

-при обрыве линии А-6:

$$S_{расч,6} = S_{н,6} + \Delta S_{T,6} - jQ_{c,6-2}'' = 21 + j6,35 + 0,101 + j1,86 - j0,2444 = 20,86 + j8,21 MB \cdot A;$$

-при обрыве линии А-4:

$$S_{расч,4} = S_{н,4} + \Delta S_{T,4} - jQ_{c,A-4}^K = 18 + j5,34 + 0,117 + j2,04 - j0,656 = 17,461 + j7,38 MB \cdot A;$$

-при обрыве линии А-9:

$$S_{расч,9} = S_{н,9} + \Delta S_{T,9} - jQ_{c,A-9}^K = 15 + j4,62 + 0,087 + j1,45 - j0,6303 = 14,456 + j6,07 MB \cdot A;$$

Для линии А-2:

$$S_{A-2}^K = S_{p2} = 35,143 + j11,63 MB \cdot A;$$

$$\Delta S_{z,A-2} = \frac{(P_{A-2}^K)^2 + (Q_{A-2}^K)^2}{U_{ном}^2} z_{A-2} = \frac{(35,143)^2 + (11,63)^2}{110^2} \cdot (4,063 + j7,11) = 0,46 + j0,78 MBA;$$

$$S_{A-2}^H = S_{A-2}^K + \Delta S_{z,A-2} = 35,143 + j11,63 + 0,46 + j0,78 = 35,603 + j12,41 MBA.$$

Для линии 1'-6:

$$S_{1-6}^{\kappa} = S_{p6} = 10,056 + j2,56 MB \cdot A ;$$

$$\Delta S_{z,1-6} = \frac{(P_{1-6}^{\kappa})^2 + (Q_{1-6}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{1-6} = \frac{(10,056)^2 + (2,56)^2}{110^2} \cdot (3,95 + j6,92) = 0,0395 + j0,07 MBA ;$$

$$S_{1-6}^H = S_{1-6}^{\kappa} + \Delta S_{z,1-6} = 10,1 + j2,63 MBA.$$

Для линии 1 – 1`:

$$S_{1-1'}^{\kappa} = S_{p1} = 28,118 + j9,69 MB \cdot A ;$$

$$\Delta S_{z,1-1'} = \frac{(P_{1-1'}^{\kappa})^2 + (Q_{1-1'}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{1-1'} = \frac{(28,118)^2 + (9,69)^2}{110^2} \cdot (1,43 + j2,5) = 0,104 + j0,183 MBA ;$$

$$S_{1-1'}^H = S_{1-1'}^{\kappa} + \Delta S_{z,1-1'} = 28,222 + j9,873 MBA.$$

Для линии А-1` :

$$S_{A-1'}^{\kappa} = S_{p1} + S_{p6} + \Delta S_{1-6} + \Delta S_{1-1'} = 38,32 + j12,51 MB \cdot A ;$$

$$\Delta S_{z,A-1'} = \frac{(P_{A-1'}^{\kappa})^2 + (Q_{A-1'}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{A-1'} = \frac{(38,32)^2 + (12,51)^2}{110^2} \cdot (3,95 + j6,92) = 0,51 + j0,9 MBA ;$$

$$S_{A-1'}^H = S_{A-1'}^{\kappa} + \Delta S_{z,A-1'} = 38,83 + j13,41 MBA.$$

Для линии 3-3`:

$$S_{3-3'}^{\kappa} = S_{p3} = 11,06 + j3,19 MB \cdot A ;$$

$$\Delta S_{z,3-3'} = \frac{(P_{3-3'}^{\kappa})^2 + (Q_{3-3'}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{3-3'} = \frac{(11,06)^2 + (3,19)^2}{110^2} \cdot (3,31 + j4,04) = 0,025 + j0,044 MBA ;$$

$$S_{3-3'}^H = S_{3-3'}^{\kappa} + \Delta S_{z,3-3'} = 11,085 + j3,234 MBA.$$

Для линии 4-3`:

$$S_{4-3'}^{\kappa} = S_{p4} = 18,09 + j6,06 MB \cdot A ;$$

$$\Delta S_{z,4-3'} = \frac{(P_{4-3'}^{\kappa})^2 + (Q_{4-3'}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{4-3'} = \frac{(18,09)^2 + (6,06)^2}{110^2} \cdot (0,77 + j1,35) = 0,023 + j0,0405 MBA$$

$$S_{4-3'}^H = S_{4-3'}^{\kappa} + \Delta S_{z,4-3'} = 18,113 + j6,101 MBA.$$

Для линии 5'-3':

$$S_{5-3}^{\kappa} = S_{P3} + S_{P4} + \Delta S_{3-3} + \Delta S_{3-4} = 29,2 + j9,335 MB \cdot A;$$

$$\Delta S_{z,5-3} = \frac{(P_{5-3}^{\kappa})^2 + (Q_{5-3}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{5-3} = \frac{(29,2)^2 + (9,335)^2}{110^2} \cdot (1,87 + j3,3) = 0,15 + j3,38 MBA;$$

$$S_{5-3}^H = S_{5-3}^{\kappa} + \Delta S_{z,5-3} = 29,35 + j12,715 MBA.$$

Для линии 5'-5:

$$S_{5-5}^{\kappa} = S_{P5} = 22,11 + j7,51 MB \cdot A;$$

$$\Delta S_{z,5-5} = \frac{(P_{5-5}^{\kappa})^2 + (Q_{5-5}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{5-5} = \frac{(22,11)^2 + (7,51)^2}{110^2} \cdot (1,87 + j3,3) = 0,0935 + j0,169 MBA;$$

$$S_{5-5}^H = S_{5-5}^{\kappa} + \Delta S_{z,5-5} = 22,2 + j7,7 MBA.$$

Для линии А-5':

$$S_{A-5}^{\kappa} = S_{P4} + S_{P3} + S_{P5} + \Delta S_{3-3} + \Delta S_{3-4} + \Delta S_{3-5} + \Delta S_{5-5} = 51,55 + j20,39 MB \cdot A;$$

$$\Delta S_{z,A-5} = \frac{(P_{A-5}^{\kappa})^2 + (Q_{A-5}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{A-5} = \frac{(51,55)^2 + (20,39)^2}{110^2} \cdot (4,063 + j7,11) = 1,02 + j1,8 MBA;$$

$$S_{A-5}^H = S_{A-5}^{\kappa} + \Delta S_{z,A-5} = 52,57 + j22,19 MBA.$$

5.1.3 Определение значения напряжения в узловых точках

(в точках на стороне ВН) в максимальном режиме

Для ПС № 2:

$$U_2 = U_{\max} - \frac{P_{A-2}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-2} + Q_{A-2}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-2}}{U_{\max}};$$

$$U_2 = 118 - \frac{35,603 \cdot 4,063 + 12,41 \cdot 7,11}{118} = 115,99 kV;$$

Для ПС № 1':

$$U_{1'} = U_{\max} - \frac{P_{A-1'}'' \cdot r_0 \cdot L_{A-1'} + Q_{A-1'}'' \cdot x_0 \cdot L_{A-1'}}{U_{\max}};$$

$$U_{1'} = 118 - \frac{38,83 \cdot 3,95 + 10,95 \cdot 6,92}{118} = 116,1 \text{ кВ};$$

Для ПС № 1:

$$U_1 = U_{1'} - \frac{P_{1-1'}'' \cdot r_0 \cdot L_{1-1'} + Q_{1-1'}'' \cdot x_0 \cdot L_{1-1'}}{U_{1'}};$$

$$U_1 = 116,1 - \frac{28,222 \cdot 1,43 + 9,873 \cdot 2,5}{116,1} = 115,54 \text{ кВ};$$

Для ПС № 6:

$$U_6 = U_{1'} - \frac{P_{1'-6}'' \cdot r_0 \cdot L_{1'-6} + Q_{1'-6}'' \cdot x_0 \cdot L_{1'-6}}{U_{1'}};$$

$$U_6 = 116,1 - \frac{10,1 \cdot 3,95 + 2,63 \cdot 6,95}{116,1} = 115,6 \text{ кВ};$$

Для ПС № 5`:

$$U_{5'} = U_{\max} - \frac{P_{A-5'}'' \cdot r_0 \cdot L_{A-5'} + Q_{A-5'}'' \cdot x_0 \cdot L_{A-5'}}{U_{\max}};$$

$$U_{5'} = 118 - \frac{52,57 \cdot 4,063 + 20,14 \cdot 7,11}{118} = 115 \text{ кВ}.$$

Для ПС № 5:

$$U_5 = U_{5'} - \frac{P_{5-5'}'' \cdot r_0 \cdot L_{5-5'} + Q_{5-5'}'' \cdot x_0 \cdot L_{5-5'}}{U_{5'}};$$

$$U_5 = 115 - \frac{22,2 \cdot 1,87 + 7,7 \cdot 3,3}{115} = 114,42 \text{ кВ};$$

Для ПС № 3`:

$$U_{3'} = U_{5'} - \frac{P_{5'-3'}'' \cdot r_0 \cdot L_{5'-3'} + Q_{5'-3'}'' \cdot x_0 \cdot L_{5'-3'}}{U_{5'}};$$

$$U_{3'} = 115 - \frac{29,35 \cdot 1,87 + 11,4 \cdot 3,3}{115} = 114,2 \text{ кВ};$$

Для ПС № 3:

$$U_3 = U_{3^*} - \frac{P_{3-3^*}'' \cdot r_0 \cdot L_{3-3^*} + Q_{3-3^*}'' \cdot x_0 \cdot L_{3-3^*}}{U_{3^*}};$$

$$U_3 = 114,2 - \frac{11,085 \cdot 2,31 + 3,234 \cdot 4,04}{114,2} = 113,86 \text{ кВ};$$

Для ПС № 4:

$$U_4 = U_{3^*} - \frac{P_{3-4}'' \cdot r_0 \cdot L_{3-4} + Q_{3-4}'' \cdot x_0 \cdot L_{3-4}}{U_{3^*}};$$

$$U_4 = 114,2 - \frac{18,113 \cdot 0,77 + 6,101 \cdot 1,35}{114,2} = 114 \text{ кВ}.$$

5.1.4 Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме

Напряжение на шинах низкого напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения для трансформаторов с на подстанциях 1-6 U'_H определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - P_H R_T - Q_H X_T},$$

где P_H, Q_H - активная и реактивная мощности нагрузки в рассматриваемом режиме;

R_T, X_T - активное и реактивное сопротивление трансформаторов, определенные по [2, табл. П 7].

Для ПС № 1 (ТРДН – 40000/110):

$$U'_{H1} = \frac{115,54}{2} + \sqrt{\frac{115,54^2}{4} - \frac{28 \cdot 1,4}{2} - \frac{8,47 \cdot 34,7}{2}} = 114,01 \text{ кВ};$$

Для ПС № 2 ($2 \times$ ТРДН – 40000/110):

$$U'_{H2} = \frac{115,99}{2} + \sqrt{\frac{115,42^2}{4} - \frac{35 \cdot 1,4}{2} - \frac{10,4 \cdot 34,7}{2}} = 114,2 \text{ кВ};$$

Для ПС № 3 ($2 \times TДН - 16000/110$):

$$U'_{H,3} = \frac{113,86}{2} + \sqrt{\frac{113,86^2}{4} - \frac{11 \cdot 4,38}{2} - \frac{3,2 \cdot 86,7}{2}} = 112,43 \text{ кВ};$$

Для ПС № 4 ($2 \times ТРДН - 25000/110$):

$$U'_{H,4} = \frac{114}{2} + \sqrt{\frac{114^2}{4} - \frac{18 \cdot 2,54}{2} - \frac{5,17 \cdot 55,9}{2}} = 112,5 \text{ кВ};$$

Для ПС № 5 ($2 \times ТРДН - 25000/110$):

$$U'_{H,5} = \frac{114,42}{2} + \sqrt{\frac{114,42^2}{4} - \frac{22 \cdot 2,54}{2} - \frac{6,5 \cdot 55,9}{2}} = 112,61 \text{ кВ};$$

Для ПС № 6 ($2 \times TДН - 16000/110$):

$$U'_{H,6} = \frac{115,6}{2} + \sqrt{\frac{115,6^2}{4} - \frac{10 \cdot 4,38}{2} - \frac{3 \cdot 86,7}{2}} = 114,3 \text{ кВ};$$

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{H,жел}$, определим по выражению:

$$n_{отв,i}^{жел} = \left(\frac{U'_{ni} \cdot U_{nn}}{U_{H,жел} \cdot U_{BH}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}}.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определим по формуле:

$$U_{H,i} = \frac{U'_n \cdot U_{nn}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,i} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)}.$$

Рассчитаем отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ($U_{ном} = 10 \text{ кВ}, \%$):

$$\delta U_i = \frac{U_n - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\%.$$

Для ПС № 1:

$$n_{отв,1}^{жел} = \left(\frac{U'_{н1} \cdot U_{нн}}{U_{нжел} \cdot U_{вн}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} = \left(\frac{114,01 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -3,02,$$

округляем $n_{отв,1} = -3$;

$$U_{H,1} = \frac{U'_{н1} \cdot U_{нн}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,1} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)} = \frac{114,01 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-3) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{ кВ};$$

$$\delta U_1 = \frac{U_{н1} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{11 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%;$$

Для ПС № 2:

$$n_{отв,2}^{жел} = \left(\frac{U'_{н2} \cdot U_{нн}}{U_{нжел} \cdot U_{вн}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} = \left(\frac{114,2 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -2,93,$$

округляем $n_{отв,2} = -3$;

$$U_{H,2} = \frac{U'_{н2} \cdot U_{нн}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,2} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)} = \frac{114,2 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-3) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 11,02 \text{ кВ};$$

$$\delta U_2 = \frac{U_{н2} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{11,02 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%;$$

Для ПС № 3:

$$n_{отв,3}^{жел} = \left(\frac{U'_{н3} \cdot U_{нн}}{U_{нжел} \cdot U_{вн}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} = \left(\frac{112,43 \cdot 11}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -1,26,$$

округляем $n_{отв,3} = -1$;

$$U_{H,3} = \frac{U'_{н3} \cdot U_{нн}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,3} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)} = \frac{112,43 \cdot 11}{115 \cdot \left(1 + (-1) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,95 \text{ кВ};$$

$$\delta U_3 = \frac{U_{н3} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,95 - 10}{10} \cdot 100 = 9,5\%;$$

Для ПС № 4:

$$n_{отв,4}^{жел} = \left(\frac{U'_{н4} \cdot U_{нн}}{U_{нжел} \cdot U_{вн}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} = \left(\frac{112,5 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -3,7,$$

округляем $n_{отв,4} = -4$;

$$U_{H,4} = \frac{U'_{н4} \cdot U_{нн}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,4} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100}\right)} = \frac{112,5 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-4) \cdot \frac{1,78}{100}\right)} = 11,06 \text{ кВ};$$

$$\delta U_4 = \frac{U_{н4} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{11,06 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%;$$

Для ПС № 5:

$$n_{отв,5}^{жел} = \left(\frac{U'_{н5} \cdot U_{нн}}{U_{нжел} \cdot U_{вн}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} = \left(\frac{112,61 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -3,67,$$

округляем $n_{отв,5} = -4$;

$$U_{H,5} = \frac{U'_{н5} \cdot U_{нн}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,5} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100}\right)} = \frac{112,4 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-4) \cdot \frac{1,78}{100}\right)} = 11,07 \text{ кВ};$$

$$\delta U_5 = \frac{U_{н5} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{11,07 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%.$$

Для ПС № 6:

$$n_{отв,6}^{жел} = \left(\frac{U'_{н6} \cdot U_{нн}}{U_{нжел} \cdot U_{вн}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} = \left(\frac{114,3 \cdot 11}{11 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -0,3,$$

округляем $n_{отв,6} = 0$;

$$U_{H,6} = \frac{U'_{н6} \cdot U_{нн}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,6} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100}\right)} = \frac{114,3 \cdot 11}{115 \cdot \left(1 + (0) \cdot \frac{1,78}{100}\right)} = 11 \text{ кВ};$$

$$\delta U_6 = \frac{U_{н6} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{11 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%.$$

Результаты расчета запишем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2

№ ПС	$U'_H, \text{кВ}$	$n_{отв}^{жел}$	$n_{отв}$	$U_H, \text{кВ}$	$\delta U, \%$

1	114,01	-3,02	-3	11	10
2	114,2	-2,93	-3	11,02	10
3	112,43	-1,26	-1	10,95	10
4	112,5	-3,7	-4	11,06	10
5	112,61	-3,67	-4	11,07	10
6	114,3	-0,3	0	11	10

5.2 Послеаварийный режим

Особо тяжелыми для работы сети могут оказаться так называемые послеаварийные режимы, которые возникают после каких-либо отключений, вызванные повреждением оборудования. Рассмотрим послеаварийный режим, возникающий при наибольших нагрузках сети, когда требуется мобилизация всех имеющихся возможностей [1].

5.2.1 Определение расчетных нагрузок соответствующих ПС:

$$S_{расч,1} = S_{н,1} + \Delta S_1 - j \frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot b_{0,1-1'} \cdot L_{1-1'};$$

$$S_{расч,1} = 28 + j8,47 + 0,118 + j1,6 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 11,7) = (28,118 + j9,88) \text{ MVA};$$

$$S_{расч,2} = S_{н,2} + \Delta S_2 - j \frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot (b_{0,A-2} \cdot L_{A-2});$$

$$S_{расч,2} = 35 + j10,4 + 0,143 + j2,3 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 33,3) = (35,143 + j12,16) \text{ MVA};$$

$$S_{расч,3} = S_{н,3} + \Delta S_3 - j \frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot b_{0,3'-3} \cdot L_{3'-3};$$

$$S_{pac,3} = 11 + j3,2 + 0,06 + j0,6 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (\cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 18,9) = (11,06 + j3,495)MBA;$$

$$S_{pac4,4} = S_{н,4} + \Delta S_4 - j\frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot b_{0,3'-4} \cdot L_{3'-4};$$

$$S_{pac,4} = 18 + j5,17 + 0,09 + j1,09 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (\cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3) = (18,09 + j6,16)MBA;$$

$$S_{pac4,5} = S_{н,5} + \Delta S_5 - j\frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot b_{0,5-5'} \cdot L_{5-5'};$$

$$S_{pac,5} = 22 + j6,5 + 0,11 + j1,5 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (\cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 15,3) = (22,11 + j7,755)MBA..$$

$$S_{pac4,6} = S_{н,6} + \Delta S_6 - j\frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot b_{0,6'-6} \cdot L_{6'-6};$$

$$S_{pac,6} = 28 + j8,47 + 0,103 + j1,41 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (\cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 12,1) = (28,103 + j9,69)MBA.$$

$$S_{pac4,1'} = -j\frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot (b_{0,1-1'} \cdot L_{1-1'} + b_{0,A-1'} \cdot L_{A-1'} + b_{0,1'-6} \cdot L_{1'-6});$$

$$S_{pac4,1'} = -j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 11,7 + 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 32,4 + 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 32,4) = -j1,23MBA;$$

$$S_{pac4,5'} = -j\frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot (b_{0,A-5'} \cdot L_{A-5'} + b_{0,5-5'} \cdot L_{5-5'} + b_{0,5'-3'} \cdot L_{5'-3'});$$

$$S_{pac4,5'} = -j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 33,3 + 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 15,3 + 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 15,3) = -j1,03MBA;$$

$$S_{pac4,3'} = -j\frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot (b_{0,3'-5'} \cdot L_{3'-5'} + b_{0,3-3'} \cdot L_{3-3'} + b_{0,3'-4} \cdot L_{3'-4});$$

$$S_{pac4,3'} = -j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 15,3 + 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 18,9 + 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3) = -j0,65MBA;$$

5.2.2 Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Определение полных сопротивлений линий.

Таблица 5.3

Для линии 6-2`:

$$S_{6-2}^{\kappa} = S_{p6} = 20,86 + j8,21 MB \cdot A;$$

$$\Delta S_{Z,6-2} = \frac{(P_{6-2}^{\kappa})^2 + (Q_{6-2}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{6-2} = \frac{(20,86)^2 + (8,21)^2}{109^2} \cdot (3,7 + j6,5) = 0,156 + j0,2743 MBA;$$

$$S_{6-2}^H = S_{6-2}^{\kappa} + \Delta S_{z,6-2} - jQ_{6-2} = 20,86 + j8,21 + 0,156 + j0,2743 - j0,2444 = 21,016 + j8,24 MBA.$$

Для линии 2`-2:

$$S_{2-2}^{\kappa} = S_{p2} = 28,11 + j0,96 MB \cdot A;$$

$$\Delta S_{Z,2-2} = \frac{(P_{2-2}^{\kappa})^2 + (Q_{2-2}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{2-2} = \frac{(28,11)^2 + (10,96)^2}{109^2} \cdot (0,19 + j0,34) = 0,0145 + j0,026 MBA;$$

$$S_{2-2}^H = S_{2-2}^{\kappa} + \Delta S_{z,2-2} - jQ_{2-2} = 28,11 + j10,96 + 0,0145 + j0,026 - j0,0128 = 28,125 + j10,97 MBA.$$

Для линии А-2`:

$$S_{A-2}^{\kappa} = S_{6-2}^H + S_{2-2}^H - jQ_{A-2}^{\kappa} = 21,016 + j8,24 + 28,125 + j10,97 - j0,41 = ,$$

$$= 49,14 + j18,79 MB \cdot A$$

$$\Delta S_{Z,A-2} = \frac{(P_{A-2}^{\kappa})^2 + (Q_{A-2}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{A-2} = \frac{(49,14)^2 + (18,8)^2}{109^2} \cdot (5,22 + j10,75) = 1,216 + j2,494 MBA;$$

$$S_{A-2}^H = S_{A-2}^{\kappa} + \Delta S_{A-2} - jQ_{A-2}^H = 49,14 + j18,79 + 1,216 + j2,494 - j0,4116 =$$

$$= 50,356 + j20,87 MBA.$$

Для линии А-4 :

$$S_{A-4}^{\kappa} = S_{p4} = 17,461 + j7,38 MB \cdot A;$$

$$\Delta S_{Z,A-4} = \frac{(P_{A-4}^{\kappa})^2 + (Q_{A-4}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{A-4} = \frac{(17,461)^2 + (7,38)^2}{109^2} \cdot (9,9 + j17,4) = 0,299 + j0,522 MBA$$

$$S_{A-4}^H = S_{A-4}^K + \Delta S_{z,A-4} - jQ_{A-4}^H = 17,461 + j7,38 + 0,299 + j0,522 - j0.656 = \\ = 17,76 + j7,246 \text{ MMB}$$

Для линии А-9:

$$S_{A-9}^K = S_{p9} = 14,46 + j6,07 \text{ MB} \cdot A;$$

$$\Delta S_{z,A-9} = \frac{(P_{A-9}^K)^2 + (Q_{A-9}^K)^2}{U_{ном}^2} z_{A-9} = \frac{(14,46)^2 + (6,07)^2}{109^2} \cdot (9,6 + j16,7) = 0,1987 + j0,334 \text{ MBA};$$

$$S_{A-9}^H = S_{A-9}^K + \Delta S_{z,A-9} - jQ_{A-9}^K = 11,11 + j3,58 \text{ MBA}.$$

9.3.1 Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме

Для ПС № 4:

$$U_4 = U_{авар} - \frac{P_{A-4}^H \cdot r_{A-4} + Q_{A-4}^H \cdot x_{A-4}}{U_{авар}};;$$

$$U_4 = 109 - \frac{17,76 \cdot 9,9552 + 7,246 \cdot 17,42}{109} = 106,22 \text{ кВ};$$

Для ПС № 9:

$$U_9 = U_{авар} - \frac{P_{A-9}^H \cdot r_{A-9} + Q_{A-9}^H \cdot x_{A-9}}{U_{авар}};$$

$$U_9 = 109 - \frac{14,658 \cdot 9,56 + 5,77 \cdot 16,73}{109} = 106,82 \text{ кВ};$$

Для отпайки 2`:

$$U_{2'} = U_{авар} - \frac{P_{A-2'}^{H} \cdot r_{A-2'} + Q_{A-2'}^{H} \cdot x_{A-2'}}{U_{авар}} ; ;$$

$$U_{2'} = 109 - \frac{50,356 \cdot 5,22 + 20,87 \cdot 10,752}{109} = 104,52 \text{ кВ};$$

Для ПС № 2:

$$U_2 = U_{2'} - \frac{P_{2'-2}^{H} \cdot r_{2'-2} + Q_{2'-2}^{H} \cdot x_{2'-2}}{U_{2'}} ;$$

$$U_2 = 104,52 - \frac{28,125 \cdot 0,1952 + 10,97 \cdot 0,3416}{104,52} = 104,43 \text{ кВ};$$

Для ПС № 6:

$$U_6 = U_{2'} - \frac{P_{6-2'}^{H} \cdot r_{6-2'} + Q_{6-2'}^{H} \cdot x_{6-2'}}{U_{2'}} ; \text{ ,}$$

$$U_6 = 104,52 - \frac{21,016 \cdot 3,708 + 8,24 \cdot 6,49}{104,52} = 103,26 \text{ кВ}.$$

9.3.2 Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

Напряжение на шинах низкого напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения для трансформаторов с на подстанциях 1-6 U'_H определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - P_H R_T - Q_H X_T} ,$$

где P_H, Q_H - активная и реактивная мощности нагрузки в рассматриваемом режиме;

R_T, X_T - активное и реактивное сопротивление трансформаторов, определенные по [2, табл. П 7].

Для ПС № 4 (ТДН – 16000/110):

$$U'_{H,4} = \frac{106,22}{2} + \sqrt{\frac{106,22^2}{4} - 18,098 \cdot 4,39 - 7,12 \cdot 86,79} = 99,189 \text{ кВ}$$

Для ПС № 9 (ТДН – 16000/110):

$$U'_{H,9} = \frac{106,82}{2} + \sqrt{\frac{106,82^2}{4} - 15,068 \cdot 4,39 - 5,958 \cdot 86,79} = 101,04 \text{ кВ}$$

Для ПС № 2 (ТДН – 16000/110):

$$\begin{aligned} U'_{H,2} &= \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} \left[(P_H \cdot R_{TB} + \frac{P_H}{2} \cdot R_{TB}) + (Q_H \cdot X_{TB} + \frac{Q_H}{2} \cdot X_{TH}) \right]} \\ &= \frac{104,43}{2} + \sqrt{\frac{104,43^2}{4} \left[(28,091 \cdot 0,71 + \frac{28,091}{2} \cdot 1,42) + (1,07 \cdot 3,3 + \frac{1,07}{2} \cdot 62,84) \right]} = 103,35 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Для ПС № 6 (2 × ТДН – 25000/110):

$$\begin{aligned} U'_{H,6} &= \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} \left[(P_H \cdot R_{TB} + \frac{P_H}{2} \cdot R_{TB}) + (Q_H \cdot X_{TB} + \frac{Q_H}{2} \cdot X_{TH}) \right]} \\ &= \frac{103,26}{2} + \sqrt{\frac{103,26^2}{4} \left[(21,076 \cdot 1,27 + \frac{21,076}{2} \cdot 2,54) + (8,033 \cdot 5,28 + \frac{8,033}{2} \cdot 100,54) \right]} = 98,16 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Рассчитаем ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{H,ж\text{ел}}$, действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций и отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ($U_{ном} = 10\text{кВ}, \%$):

Для ПС № 4:

$$n_{отв,4}^{ж\text{ел}} = \left(\frac{U'_{н4} \cdot U_{нн}}{U_{нж\text{ел}} \cdot U_{вн}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} = \left(\frac{99,189 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -7,7,$$

округляем $n_{отв,4} = -8$;

$$U_{H,4} = \frac{U'_{н4} \cdot U_{нн}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,4} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)} = \frac{99,189 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-8) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,56\text{кВ};$$

$$\delta U_4 = \frac{U_{н4} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,56 - 10}{10} \cdot 100 = 5,6\% ;$$

Для ПС № 9:

$$n_{отв,9}^{ж\text{ел}} = \left(\frac{U'_{н9} \cdot U_{нн}}{U_{нж\text{ел}} \cdot U_{вн}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} = \left(\frac{101,04 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -6,8,$$

округляем $n_{отв,9} = -7$;

$$U_{H,9} = \frac{U'_{H9} \cdot U_{HH}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,9} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100}\right)} = \frac{101,04 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-7) \cdot \frac{1,78}{100}\right)} = 10,538 \text{ кВ};$$

$$\delta U_9 = \frac{U_{H9} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,538 - 10}{10} \cdot 100 = 5,38\%;$$

Для ПС № 2:

$$n_{отв,2}^{жел} = \left(\frac{U'_{H2} \cdot U_{HH}}{U_{Hжел} \cdot U_{BH}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} = \left(\frac{103,35 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -5,69,$$

округляем $n_{отв,3} = -6$;

$$U_{H,2} = \frac{U'_{H2} \cdot U_{HH}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,2} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100}\right)} = \frac{103,35 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-6) \cdot \frac{1,78}{100}\right)} = 10,56 \text{ кВ};$$

$$\delta U_2 = \frac{U_{H2} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,56 - 10}{10} \cdot 100 = 5,6\%;$$

Для ПС № 6:

$$n_{отв,6}^{жел} = \left(\frac{U'_{H6} \cdot U_{HH}}{U_{Hжел} \cdot U_{BH}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} = \left(\frac{98,16 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -8,2,$$

округляем $n_{отв,6} = -8$;

$$U_{H,6} = \frac{U'_{H6} \cdot U_{HH}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв,6} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100}\right)} = \frac{98,16 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-8) \cdot \frac{1,78}{100}\right)} = 10,45 \text{ кВ};$$

$$\delta U_6 = \frac{U_{H6} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10,45 - 10}{10} \cdot 100 = 4,5\%;$$

Результаты расчета запишем в таблицу:

Таблица 5.4.

№ ПС	$U'_H, \text{кВ}$	$n_{отв}^{\text{жсл}}$	$n_{отв}$	$U_H, \text{кВ}$	$\delta U, \%$
2	103,35	-5,69	-6	10,56	5,6
4	99,18	-7,7	-8	10,56	5,6
6	98,16	-8,2	-8	10,45	4,5
9	101,04	-6,8	-7	10,538	5,38

