



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

Институт электроэнергетики и электроники

(полное название института)

Электроэнергетические системы и сети

(полное название кафедры)

Отзыв руководителя на курсовой проект

Обучающегося (ейся) Шаймарданов Салават Айратович

(фамилия, имя, отчество)

Группа ЭС-3-17

На тему: Проектирование районной электрической сети

Показатели	Критерии оценивания	Рейтинговая оценка (от 0 до 100 баллов)
1. Самостоятельность выполнения работы	Работа написана самостоятельно	13
	Работа носит частично самостоятельный характер	
	Работа носит не самостоятельный характер	
1. Содержание работы	Полностью соответствует выбранной теме	13
	Частично соответствует выбранной теме	
	Не соответствует теме	
2. Элементы исследования	Определены цели и задачи исследования, сформулированы объект и предмет исследования, показана история и теория вопроса	13
	Определены цели и задачи исследования, не четко определены объект и предмет исследования, частично показана история и теория вопроса	
	Не определены цели и задачи исследования, не сформулированы объект и предмет исследования, не показана история и теория вопроса	
4. Цитирование и наличие ссылочного материала	Достаточно	13
5. Наличие собственных выводов, рекомендаций и предложений, собственной позиции и ее аргументации	Да	13
	Нет	
6. Оформление работы	Соответствует полностью требованиям	13
	Соответствует частично требованиям	
	Не соответствует требованиям	

7. Библиография по теме работы	Актуальна и составлена в соответствии с требованиями	13
	Актуальна и частично соответствует требованиям	
	Не соответствует требованиям	
Итоговый балл		91

Отмеченные достоинства _____

Отмеченные недостатки _____

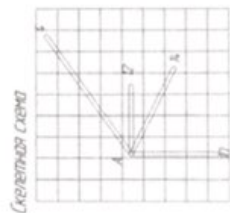
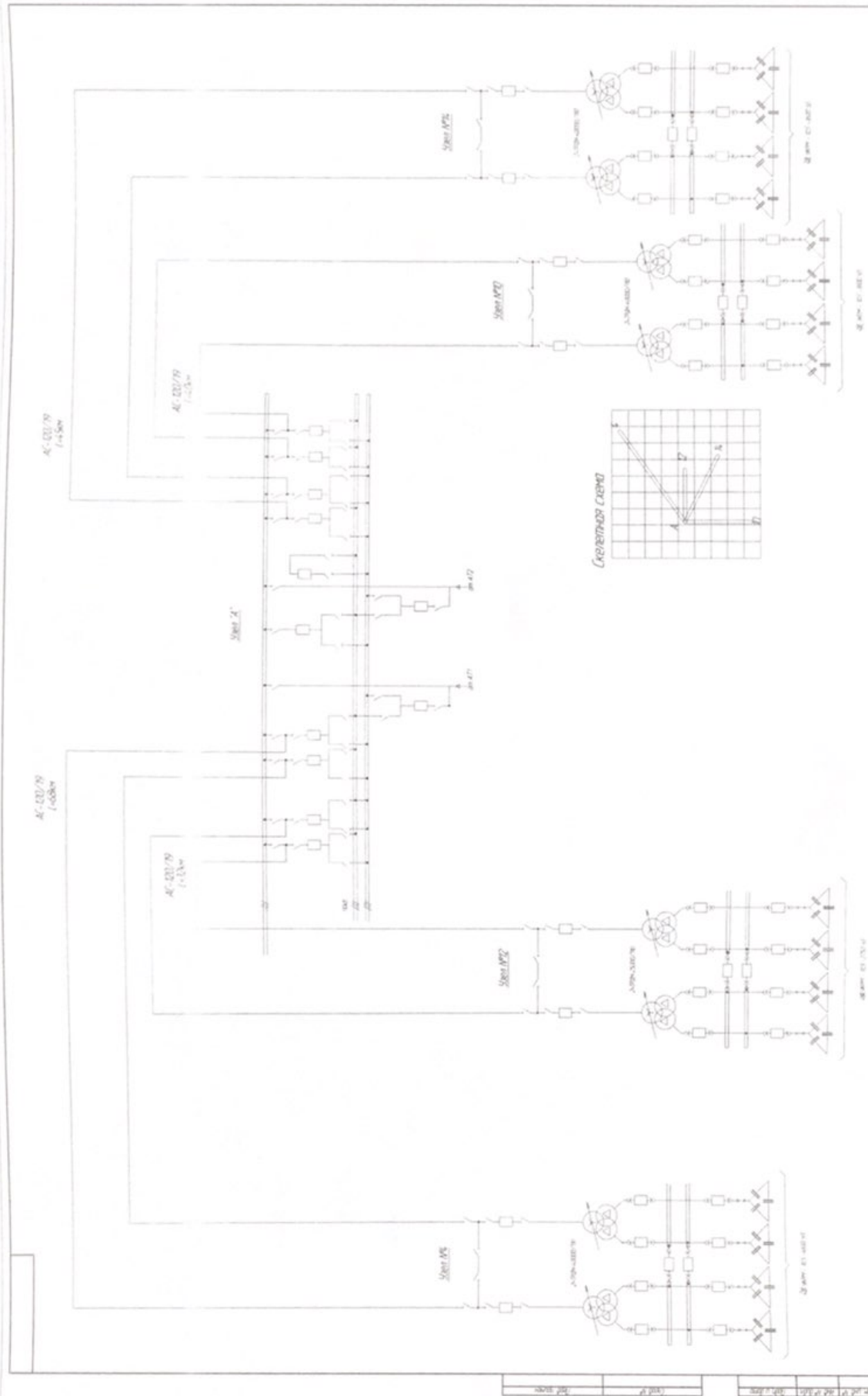
Заключение _____

Руководитель _____
Валиуллина Диля Мансуровна, доцент, к.т.н., доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

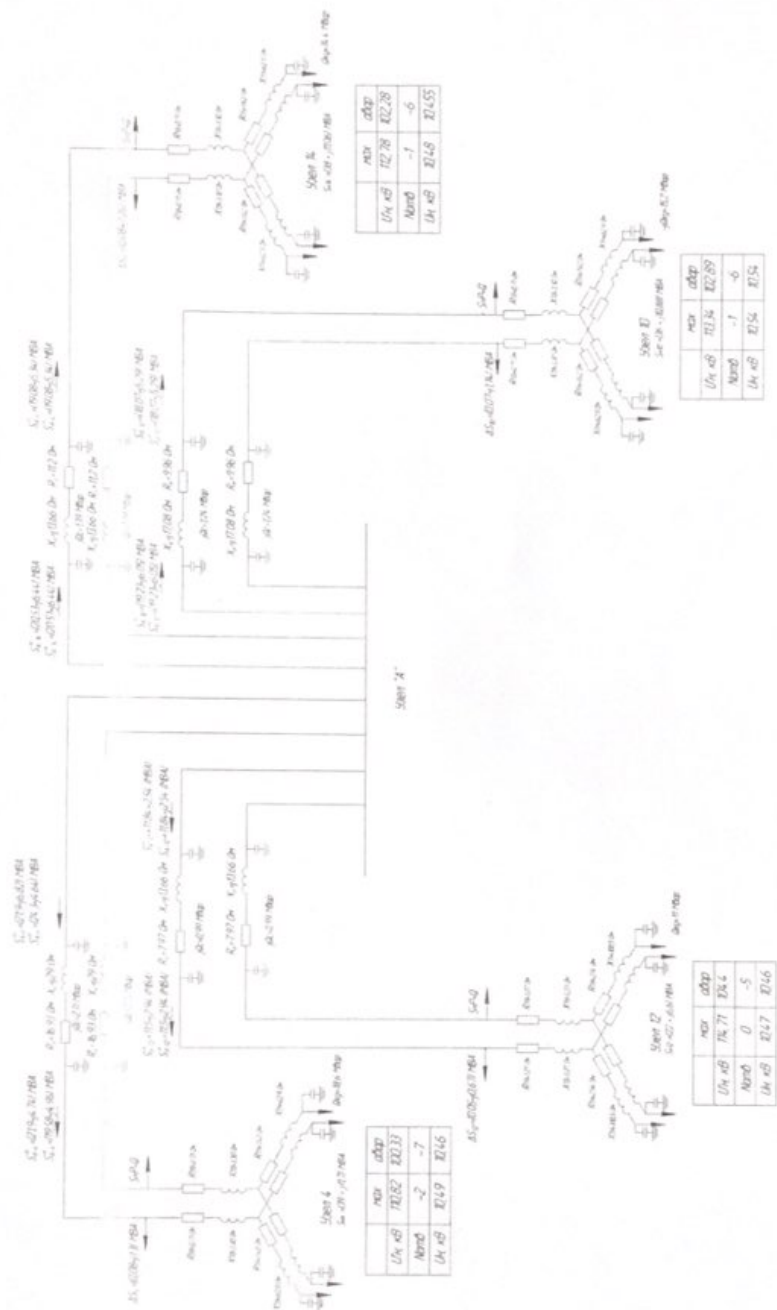
Дата: « 13 » 01 2021г.

Подпись _____

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100



№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----



Справка о проверке на наличие заимствований

Имя файла: Курсовая работа.docx

Автор: Шаймарданов С.А.

Заглавие: Эс-3-17

Год публикации: 2021

Комментарий: Не указан

Подразделение: КГЭУ / ~



Коллекции: Интернет 2.0, Русскоязычная Википедия, Англоязычная Википедия, Коллекция Энциклопедий, Библиотека Либрусек, Университетская библиотека, Коллекция КФУ, ВКР Российского университета кооперации, Коллекция АПУ ФСИН, Коллекция ПГУТИ, Научная электронная библиотека "КиберЛенинка", ЦНМБ Сеченова, Авторефераты ВАК, Диссертации ВАК, Диссертации РГБ, Авторефераты РГБ, Готовые рефераты, ФИПС. Изобретения, ФИПС. Полезные модели, ФИПС. Промышленные образцы, Коллекция Руконт, Библиотека им. Ушинского, Готовые рефераты (часть 2), Открытые научные источники, eLIBRARY.RU, БиблиоРоссика, Правовые документы I, Правовые документы II, Правовые документы III, Собрание законодательства Российской Федерации

Результат проверки

Оценка оригинальности документа: 65%

Дублирование фрагментов: 0,33%

Схожесть с источниками: 0,11%

Повторение: 0,00%

65%

35%

Работу проверил: Валиуллина Д.М.

Дата: 05.01.2021

Подпись:



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 института)

Электроэнергетические системы и сети
(полное название кафедры)

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине « Подготовка проектов и расчетов режимов, параметров
объектов электрических сетей »

Выполнил:

Шаймарданов Салават Айратович

обучающийся 4 курса группы ЭС-3-17

(подпись)

Руководитель работы:

Валиуллина Д.М. доцент, ЭСиС

(ФИО, должность, кафедра)

Работа выполнена и
защищена с оценкой

отлично

Дата защиты 13.01.2021

13.01.2021

(подпись руководителя) (дата)

Члены комиссии:

доцент
(должность)

(подпись)

(И.О. Фамилия)

ст. асс.
(должность)

(подпись)

(И.О. Фамилия)

Казань, 2021 г.

Вариант 23.

1. Исходные данные

Масштаб:

1 клетка – 8 км.

Коэффициент активной мощности на подстанции «А»:

$$\cos \varphi_A = 0,92.$$

Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:

$$U_{\max} = 118; U_{\text{авар}} = 108.$$

Число часов максимальной нагрузки, час/год:

$$T_{\max} = 3300.$$

Длительность перегрузки силовых трансформаторов в течение дня (суток):

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

Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\max 4} = 39, P_{\max 10} = 36, P_{\max 12} = 22, P_{\max 14} = 38.$$

Коэффициенты реактивной мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

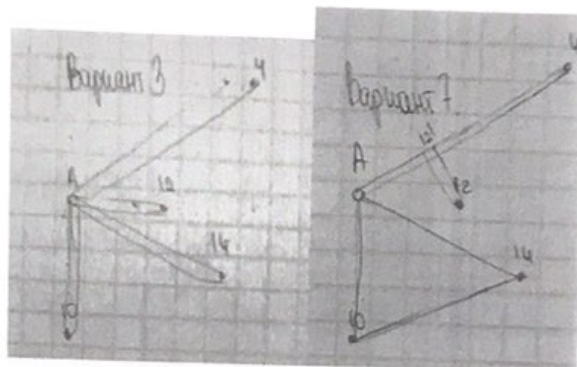
$$\cos \varphi_4 = 0,79; \quad \cos \varphi_{10} = 0,81 \quad \cos \varphi_{12} = 0,78 \quad \cos \varphi_{14} = 0,83.$$

В состав потребителей на всех ПС включены: нагрузки I и II категорий по надежности электроснабжения с преобладанием нагрузок II категории.

Стоимость электроэнергии – 2,43 руб./кВт·ч.

1. Формирование вариантов схемы РЭС и выбор номинального напряжения сети

Расчетными были выбраны две конфигурации районной электрической сети (рис.1). Сначала для них проводятся приближенные расчеты.



а

б

Рис. 1. Схемы конфигурации электрической сети
а – вариант 1; б – вариант 2

ВАРИАНТ 1(3)

Для данной конфигурации электрической сети предварительно определим экономически целесообразное напряжение. А для этого, в свою очередь, нужно определить, рассчитать длины трасс линий по участкам с соответствующим заданным масштабом и необходимые передаваемые мощности.

Длины трасс линий:

$$L_{A-10} = 40 \text{ км}; \quad L_{A-14} = 45 \text{ км}; \quad L_{A-12} = 32 \text{ км}; \quad L_{A-4} = 68 \text{ км}.$$

Определим мощности, передаваемые по каждой цепи двухцепных линий:

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии } A-4 \quad P_{A-4} = \frac{P_4}{2} = \frac{39}{2} = 19,5 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии } A-10 \quad P_{A-10} = \frac{P_{10}}{2} = \frac{36}{2} = 18 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии } A-12 \quad P_{A-12} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{22}{2} = 11 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии } A-14 \quad P_{A-14} = \frac{P_{14}}{2} = \frac{38}{2} = 19 \text{ МВт}$$

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

Экономически выгодными и целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном.А-4}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{19,5}}} = 84,3 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-10}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{18}}} = 81,65 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-1}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{32} + \frac{2500}{11}}} = 64,16 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.А-1}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{68} + \frac{2500}{19}}} = 84,84 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.ср}}^3 = \frac{84,3 + 81,65 + 84,84 + 64,16}{4} = 78,74 \text{ кВ}$$

Из полученных результатов, видно, что выбранная схема электрической сети будет выполняться на напряжении $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

ВАРИАНТ 2(7)

Осуществим расчеты для конфигурации районной электрической сети с отпайкой (вариант 2). В точке присоединения отпайки принимаем виртуальную точку 6' и для последующих расчетов определяем длины трасс линий по участкам(промежуткам) А-6', 6'-1, 6'-6.

Длины трасс линий:

$$L_{\text{А-12}'} = 28,9 \text{ км}; L_{\text{12}'-4} = 51,2 \text{ км}; L_{\text{12}'-12} = 22,6 \text{ км}$$

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

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-12}': P_{\text{А-12}'} = \frac{P_{12} + P_4}{2} = \frac{39 + 22}{2} = 30,5 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии 12}'-4: P_{\text{12}'-4} = \frac{P_4}{2} = \frac{39}{2} = 19,5 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии 12}'-12: P_{\text{12}'-12} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{22}{2} = 11 \text{ МВт}$$

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

Следующий шаг расчета начинаем с замкнутого контура (кольца) А-7-9-А. Разрежем его в месте питания А, представим в виде линии с двухсторонним питанием (рис.2) и определим необходимые соответствующие мощности (рис. 2). Задаем точку потокораздела и направления мощностей.

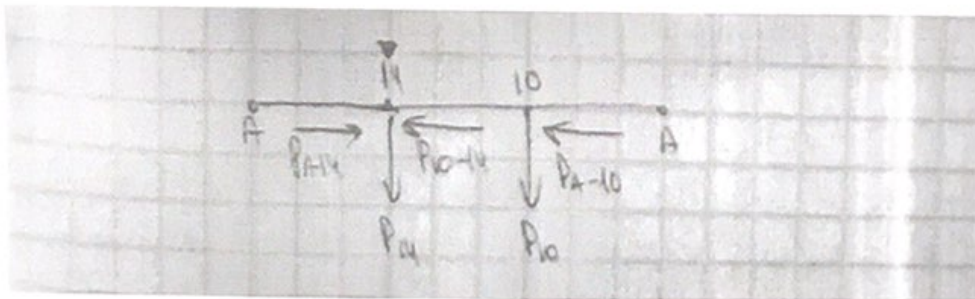


Рис. 2. Точка потокораздела и направление мощностей контура А-7-9-А

Перетоки мощности, не учитывая потери в линии, для соответствующих линий, определяются следующим образом:

$$P_{A-14} = \frac{P_{14}(L_{14-10} + L_{A-10}) + P_{10}L_{A-10}}{L_{A-14} + L_{14-10} + L_{A-10}} = \frac{38 \cdot (54 + 4) + 3 \cdot 40}{54 + 45 + 40} = 36 \text{ МВт}$$

$$P_{A-10} = \frac{P_{10}(L_{14-10} + L_{A-14}) + P_{14}L_{A-14}}{L_{A-14} + L_{14-10} + L_{A-10}} = \frac{36 \cdot (45 + 5) + 38 \cdot 45}{54 + 40 + 45} = 37,2 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа определим мощность на участке 9-7:

$$P_{10-14} = P_{A-10} - P_{14} = 37,2 - 36 = 1,2 \text{ МВт}$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном. А-12}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28,9} + \frac{2500}{30,5}}} = 100,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном. 12-4}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{51,2} + \frac{2500}{19,5}}} = 85,13 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном. 12-9}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{22,6} + \frac{2500}{11}}} = 63,3 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном. А-10}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{37,2}}} = 112 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном. А-14}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{36}}} = 111,42 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.14-10}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{54} + \frac{2500}{1,2}}} = 21,87 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.ср}}^3 = \frac{111,42 + 112 + 85,13 + 63,3 + 100,4 + 21,87}{6} = 82,35 \text{ кВ}$$

Полученные результаты показывают, что выбранная схема электрической сети будет выполняться на напряжении $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$.

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

Найдем наибольшую суммарную активную мощность, потребляемую в проектируемой сети, учитывая, что

$\Delta P_c = 0,05$ - Потери активной мощности;

$k_0 = 0,95$ - одновременно потребляемая активная мощность

$$P_{\text{П.нб}} = (k_0 + \Delta P_c) (P_4 + P_{12} + P_{14} + P_{10}) = (0,95 + 0,05)(39 + 22 + 38 + 36) = 135 \text{ МВт.}$$

Для последующих расчетов для каждого узла определим наибольшую реактивную нагрузку i -го узла $Q_{\text{нб},i}$, Мвар, и наибольшую полную нагрузку i -го узла $S_{\text{нб},i}$, МВ·А:

$$Q_{\text{нб},i} = P_{\text{нб},i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (3.1)$$

$$S_{\text{нб},i} = \sqrt{P_{\text{нб},i}^2 + Q_{\text{нб},i}^2}, \quad (3.2)$$

где $P_{\text{нб},i}$ - максимальная (наибольшая) активная нагрузка i -го узла.

Для 1-й подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{\text{нб},4} = P_{\text{нб},4} \cdot \operatorname{tg} \varphi_4 = 39 \cdot 0,776 = 30,26 \text{ Мвар};$$

для 12, 14, 10-й подстанций:

$$Q_{\text{нб},12} = P_{\text{нб},12} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{12} = 22 \cdot 0,8 = 17,6 \text{ Мвар}; \quad Q_{\text{нб},14} =$$

$$P_{\text{нб},14} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{14} = 38 \cdot 0,67 = 25,46 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{нб},10} = P_{\text{нб},10} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{10} = 36 \cdot 0,72 = 26 \text{ Мвар.}$$

Для 4-ой подстанции наибольшая полная нагрузка:

$$S_{\text{нб},4} = \sqrt{P_{\text{нб},4}^2 + Q_{\text{нб},4}^2} = \sqrt{39^2 + 30,26^2} = 49,36 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

для 12-ой, 14-ой, 10-ой подстанций:

$$S_{нб.12} = \sqrt{P_{нб.12}^2 + Q_{нб.12}^2} = \sqrt{22^2 + 17,6^2} = 28,17 \text{ МВ*А}$$

$$S_{нб.14} = \sqrt{P_{нб.14}^2 + Q_{нб.14}^2} = \sqrt{38^2 + 25,46^2} = 45,7 \text{ МВ*А}$$

$$S_{нб.10} = \sqrt{P_{нб.10}^2 + Q_{нб.10}^2} = \sqrt{36^2 + 26^2} = 44,4 \text{ МВ*А}$$

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах будем пользоваться формулой (2.4). Рассматривая электрическую сеть с одной трансформацией напряжения 110/10 кВ, то $\alpha_{Т,л}$ примем равным 1.

$$\Delta Q_{Т, \Sigma} = 0,1[\alpha_{Т,л}(S_{нб.4} + S_{нб.12} + S_{нб.14} + S_{нб.10})] = 0,1[1(49,36 + 28,17 + 45,7 + 44,4)] = 16,764 \text{ Мвар.}$$

Необходимую суммарную наибольшую(максимальную) реактивную мощность $Q_{п.нб.}$, которая потребляется с шин ЭС или районной ПС (А), которые, в свою очередь, являются ИП для нашей проектируемой сети, находим как (2.3) части I. Для ВЛ 110 кВ в первом приближении разрешается принимать равными потери и генерации реактивной мощности в линиях, т.е. $\Delta Q_l - \Delta Q_{л,г} = 0$.

Отсюда:

$$Q_{п.нб.} = 0,98(Q_{нб.4} + Q_{нб.12} + Q_{нб.14} + Q_{нб.10}) + \Delta Q_{Т, \Sigma} = 0,98(30,26 + 17,6 + 25,46 + 26) = 97,33 \text{ Мвар}$$

4. Выбор мощности, типа и места установки КУ.

I условие: нужно найти мощности КБ, исходя из условий баланса реактивной мощности в системе. (КБ – конденсационные батареи)

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{п.нб} = 97,33$ Мвар сравниваем со значением реактивной мощности Q_c , которую логично и целесообразно получать из системы в проектируемую сеть, удовлетворяющей балансу реактивной мощности в системе:

$$Q_c = P_{п.нб} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A, \quad (4.1)$$

где $P_{п.нб}$ – наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, определена выше; $\operatorname{tg} \varphi_A = 0,426$;

$$Q_c = P_{п.нб} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A = 135 \cdot 0,426 = 57,51 \text{ Мвар.}$$

При $Q_{п.нб} > Q_c$ в проектируемой сети должны быть установлены КУ, суммарная мощность которых определяется по формуле (2.5) части I:

$$Q_{к\sum} = Q_{п.нб} - Q_c = 97,33 - 57,51 = 39,82 \text{ Мвар.}$$

II условие- определение мощности КБ, исходя из условий минимизации приведенных затрат на передачу (транспортировку) реактивной мощности при помощи $\operatorname{tg} \varphi_{ЭК} = 0,3$ (экономическое значение)

Найдем по I условию мощности (расчетные) конденсаторных установок, предусматриваемых на каждой ПС, используя формулу (2.7) части I:

– для четвертой подстанции:

$$Q_{к,4} = P_{нб,4} (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 39(0,776 - 0,426) = 13,65 \text{ Мвар;}$$

для 12, 14, 10-й подстанций:

$$Q_{к,12} = P_{нб,12} (\operatorname{tg} \varphi_{12} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 22(0,8 - 0,426) = 8,23 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{к,14} = P_{нб,14} (\operatorname{tg} \varphi_{14} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 38(0,67 - 0,426) = 9,27 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{к,10} = P_{нб,10} (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 36(0,72 - 0,426) = 10,58 \text{ Мвар.}$$

Определим по II условию мощности (расчетные) конденсаторных установок, предусматриваемых на каждой ПС, используя формулу (2.8) части I:

– для четвертой подстанции:

$$Q_{к,4} = P_{нб,4} (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 39(0,776 - 0,3) = 18,56 \text{ Мвар;}$$

для 12, 14, 10-й подстанций:

$$Q_{к,12} = P_{нб,12} (\operatorname{tg} \varphi_{12} - \operatorname{tg} \varphi_3) = 22(0,8 - 0,3) = 11 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{k,14} = P_{10,14} (\operatorname{tg} \varphi_{14} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 38(0,7 - 0,3) = 14,4 \text{ Мвар};$$

$$Q_{k,10} = P_{10,10} (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_s) = 36(0,72 - 0,3) = 15,12 \text{ Мвар}.$$

Итоговое решение об установке КБ на каждой из подстанций принимается по большей из величин, полученных из выше представленных выражений (2.7) и (2.8) части I.

Конкретно в нашем случае мощности этих КУ, рассчитанные и найденные по II условию формулой (2.8) части I, оказались немного больше, следовательно второе условие - решающее 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 равномерной загрузки секций ПС (обмоток НН трансформаторов). Для трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения количество конденсаторных установок на каждой ПС равно четырем.

Мощность КУ на ПС определяется/выбирается примерно равной или ближайшей (большей или меньшей) по номенклатуре заводов-изготовителей КУ.

Результаты выбора сводим в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Тип и количество КУ в узлах

Номер узла	Количество КУ	Тип КУ
1	4	УКРМ-10,5-4650
2	4	УКРМ-10,5-2750
3	4	УКРМ-10,5-3600
4	4	УКРМ-10,5-3800

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

- для 1-го узла $Q_{k,4}: 4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 4650 = 18,6 \text{ Мвар};$
- для 2-го узла $Q_{k,12}: 4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 2750 = 11 \text{ Мвар};$
- для 3-го узла $Q_{k,14}: 4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 3600 = 14,4 \text{ Мвар};$
- для 4-го узла $Q_{k,10}: 4 \times \text{УКРМ} - 10,5 - 3800 = 15,2 \text{ Мвар}.$

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

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

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

$$Q_1 = Q_{нб,1} - Q_{к,1} = 30,26 - 18,6 = 11,66 \text{ Мвар};$$

$$Q_2 = Q_{нб,2} - Q_{к,2} = 17,6 - 11 = 6,6 \text{ Мвар};$$

$$Q_3 = Q_{нб,3} - Q_{к,3} = 25,46 - 14,4 = 11,06 \text{ Мвар};$$

$$Q_4 = Q_{нб,4} - Q_{к,4} = 26 - 15,2 = 10,8 \text{ Мвар}.$$

Найдем полные мощности S_i для каждой ПС, которые будут забираться от системы с учетом установки на подстанциях компенсирующих устройств:

$$S_i = P_{нб,i} + jQ_i, \quad (4.3)$$

где Q_i – реактивная мощность, потребляемая в узлах из системы с учетом установки компенсирующих устройств, Мвар:

$$S_4 = P_{нб,4} + jQ_4 = 39 + j11,7 = 40,7 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = P_{нб,12} + jQ_{12} = 22 + j6,6 = 23 \text{ МВА};$$

$$S_{14} = P_{нб,14} + jQ_{14} = 38 + j11,06 = 39,58 \text{ МВА};$$

$$S_{10} = P_{нб,10} + jQ_{10} = 36 + j10,88 = 37,6 \text{ МВА}$$

5. Выбор трансформаторов понижающих подстанций.

Для выбора трансформаторов необходимо ознакомиться, а также изучить раздел 3.4 части I данных методических указаний.

Число трансформаторов определяется исходя из учёта категорийности потребителей в зависимости от степени надежности электроснабжения. Так как, по условию КП, на всех ПС есть потребители I и II категории и $P_{\text{пк}} \geq 10$ МВт, то количество трансформаторов, которые будут устанавливаться, будет не менее 2.

В соответствии с существующей практикой проектирования и согласно ПУЭ и ГОСТ 14209-97 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов» мощность трансформаторов на понижающих подстанциях следует выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах.

Расчетная мощность 1 трансформатора на подстанции с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$S_{\text{расч.тр}} = S_i / K_{\text{перегр.тр}},$$

где $K_{\text{перегр.тр}}$ – допустимый коэффициент перегруза для трансформаторов при продолжительности перегрузки в течение суток, равной, согласно заданию, $t_{\text{перегр.сут.}} = 8 \text{ ч.}$; S_i – мощность, потребляемая в узлах (на подстанциях) из системы, т.е. с учетом установки КУ:

$$\text{- для ПС №4: } S_{\text{расч.тр4}} = \frac{S_4}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{40,7}{1,1} = 37 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №12: } S_{\text{расч.тр12}} = \frac{S_{12}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{23}{1,1} = 20,9 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №14: } S_{\text{расч.тр14}} = \frac{S_{14}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{39,58}{1,1} = 35,98 \text{ МВА};$$

$$\text{- для ПС №10: } S_{\text{расч.тр10}} = \frac{S_{10}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{37,6}{1,1} = 34,18 \text{ МВА}.$$

По [4, табл. 5.18] определяем подходящие нам типы (виды) необходимых трансформаторов. Мощность устанавливаемых на ПС трансформаторов выбираем ближайшую большую или равную расчетной мощности. Результаты выбора необходимых трансформаторов предоставлены ниже в табл. 5.1.

Таблица 5.1.
Результаты выбора трансформаторов

Номер узла	Полная мощность в узле, МВ·А	Расчетная мощность одного трансформатора	Принятые количество, тип и мощность трансформаторов
4	40,7	37	2 × ТРДН – 40000 / 110
12	23	20,9	2 × ТРДН – 25000 / 110
14	39,58	35,98	2 × ТРДН – 40000 / 110
10	37,6	34,18	2 × ТРДН – 40000 / 110

Справочные(табличные) данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов с обмоткой низшего напряжения, расщепленной на две напряжением 110 кВ, приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2. Данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов

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

6. Выбор сечения проводников ВЛ электропередачи.

ВАРИАНТ I(3)

В нашей проектируемой сети для начала найдем распределение полных мощностей S не учитывая потери в линиях.

Определим мощности, передаваемые по каждой цепи двухцепных линий:

- для первой цепи (1ц) линии А-12 $S_{A-12} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{23}{2} = 11,5$ МВА
- для первой цепи (1ц) линии А-4 $S_{A-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{40,7}{2} = 20,35$ МВА
- для первой цепи (1ц) линии А-14 $S_{A-14} = \frac{S_{14}}{2} = \frac{35,98}{2} = 17,99$ МВА
- для первой цепи (1ц) линии А-10 $S_{A-10} = \frac{S_{10}}{2} = \frac{34,18}{2} = 17,09$ МВА

Следующим шагом определим необходимую расчетную токовую нагрузку по каждой цепи двухцепных линий по формуле, предоставленной ниже:

$$I_p = I_{но} \alpha_i \alpha_t, \quad (6.1)$$

Где α_i –соответственно, коэффициент, учитывающий изменение нагрузки в соответствии с временем эксплуатации линии (в годах), для линий 110-22 кВ принимается равным 1,05 [4];

α_t –соответственно, коэффициент, которые учитывает заданное время (часы) потребления наибольшей / максимальной нагрузки линии T_{max} . Принимается равным 1 по [4, табл. 3.13]

В нормальном режиме работы сети наибольший ток в одноцепной линии равен:

$$I_{но} = \frac{S}{U_{ном} \sqrt{3}}, \quad (6.2)$$

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

Расчетная токовая нагрузка для одной (каждой) цепи двухцепных линий:

- В одной цепи линии А-12: $I_{PA-12} = \frac{11,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 63,38$ А
- В одной цепи линии А-4: $I_{PA-4} = \frac{20,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 112,15$ А
- В одной цепи линии А-14: $I_{PA-14} = \frac{17,99 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 99,14$ А

- В одной цепи линии А-10: $I_{pA-10} = \frac{17,09 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 94,18 \text{ A}$

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

$$F = \frac{I_p}{J_3}$$

Найдем расчетные сечения по участкам по условию экономической плотности тока для нормального режима, исходя из формулы выше:

— Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-12} = \frac{I_{pA-12}}{J_3} = \frac{63,38}{1,1} = 57,62 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-4} = \frac{I_{pA-4}}{J_3} = \frac{112,15}{1,1} = 101,95 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-1} = \frac{I_{pA-14}}{J_3} = \frac{99,14}{1,1} = 90,13 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10} = \frac{I_{pA-10}}{J_3} = \frac{94,18}{1,1} = 85,62 \text{ мм}^2$$

В соответствии с напряжениями и расчетной токовой нагрузкой в нормальном режиме определяются, а далее выбираются сечения сталеалюминиевых проводов. Для линии 110 кВ минимальное сечение сталеалюминиевого провода = 120 мм² (в соответствии с механической прочностью). Использование проводов сечением 70 и 95 мм², согласно [4] экономически невыгодно и нецелесообразно. Таким образом, для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

- для А - 12: АС – 120/19;
- для А - 4: АС – 120/19;
- для А - 14: АС – 120/19;
- для А - 10: АС – 120/19.

Следующим шагом надо осуществить проверку выбранного сечения в соответствии с условиями нагрева проводов ВЛ в послеаварийном режиме.

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле:

$$I_p^{\text{авар}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (6.4)$$

Где $I_p^{\text{авар}}$ - наибольший ток в послеаварийном режиме, А; $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток по нагреву, А.

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме:

- обрыв одной цепи линии А – 12:

$$S_{A-12\text{авар}} = S_{12} = 23 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-1}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-12\text{авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{23 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 1 = 126,8 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии А – 4:

$$S_{A-4\text{авар}} = S_4 = 40,7 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-4}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-4\text{авар}} * \alpha_i * \alpha_t}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{40,7 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} * 1,05 * 1 = 224,3 \text{ А}$$

- обрыв одной цепи линии А – 14:

$$S_{A-14\text{авар}} = S_{14} = 39,58 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-14}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-14\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{39,58 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 218,13 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии А – 10:

$$S_{A-10\text{авар}} = S_{10} = 37,6 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-10\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{37,6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 207,22 \text{ А}$$

По рассчитанным 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 этим токам:

– Для А - 12: $126,8 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;

– Для А - 4: $224,3 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;

– Для А - 14: $218,13 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;

– Для А – 10: $207,22 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19.

Итоговый выбор необходимых сечений проводов- исходя из двух вышеперечисленных условий(критериев)- это выбор наибольшего сечения. В нашем случае решающим условием выбора сечения является I 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 - 12	А - 4	А - 14	А – 10
$I_{p,i}, \text{ А}$	63,38	112,15	99,14	94,18
Марка провода	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19
$I_{p,i}^{\text{авар}}, \text{ А}$	126,8	224,3	218,13	207,22
$I_{\text{доп},i}, \text{ А}$	390	390	390	390

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

ВАРИАНТ II(7)

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

Сначала рассмотрим замкнутый контур (кольцо) А-14-10-А. Разделим его по точке питания А, обозначив линией с двухсторонним питанием (рис.3) и найдем соответствующие мощности (рис. 3). Задаем точку потокораздела – точку 14 - и направления потоков мощности.

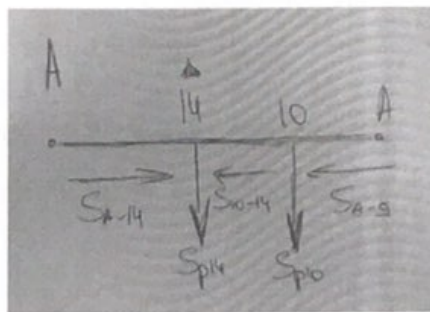


Рис.3

Определим потоки мощности по упрощенным формулам по участкам А-14, А-10, 10-14:

$$S_{A-14} = \frac{S_{14}(L_{14-10} + L_{A-10}) + S_{10}L_{A-10}}{L_{A-14} + L_{14-10} + L_{A-10}} = \frac{39,58 \cdot (54 + 40) + 37,6 \cdot 40}{45 + 54 + 40} = 37,58 \text{ МВА}$$

$$S_{A-10} = \frac{S_{10}(L_{14-10} + L_{A-14}) + S_{14}L_{A-14}}{L_{A-14} + L_{14-10} + L_{A-10}} = \frac{37,6 \cdot (27 + 54) + 39,58 \cdot 54}{54 + 27 + 27} = 47,95 \text{ МВА}$$

По первому закону Кирхгофа определим переток мощности на участке 10-14:

$$S_{10-14} = S_{A-10} - S_{10} = 47,95 - 37,6 = 10,35 \text{ МВА}$$

Так как потоки мощности получились больше 0, значит, точка потокораздела и направления мощностей выбрана верно.

Далее будем рассматривать двухцепные линии. Определим потоки полной мощности по участкам А-12', 12'-12, 12'-4 по каждой цепи двухцепных линий:

$$S_{A-12'} = \frac{S_4 + S_{12}}{2} = \frac{40,7 + 23}{2} = 31,85 \text{ МВА}$$

$$S_{12'-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{40,7}{2} = 20,35 \text{ МВА}$$

$$S_{12'-12} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{23}{2} = 11,5 \text{ МВА}$$

Формула для определения расчетной токовой нагрузки по каждой цепи двухцепных линий:

$$I_p = I_{\text{но}} \alpha_i \alpha_t, \quad (6.1)$$

Где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110-22 кВ принимается равным 1,05 [4];

α_t – коэффициент, учитывающий заданное число часов использования максимальной нагрузки линии T_{max} . Принимается равным 1 по [4, табл. 3.13]

Наибольший ток в одноцепной и линии в нормальном режиме работы сети равен:

$$I_{\text{но}} = \frac{S}{U_{\text{ном}} \sqrt{3}}, \quad (6.2)$$

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

Расчетная токовая нагрузка одноцепных линий «кольца» в нормальном режиме [4]:

- в линии А-14: $I_{PA-14} = \frac{37,58 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 207,1 \text{ А}$
- в линии А-10: $I_{PA-10} = \frac{47,95 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 264,26 \text{ А}$
- в линии 10-14: $I_{P10-14} = \frac{10,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 57 \text{ А}$

Расчетная токовая нагрузка для одной (каждой) цепи двухцепных линий:

- В одной цепи линии А-12': $I_{PA-12'} = \frac{31,85 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 175,53 \text{ А}$
- в одной цепи линии 12'-12: $I_{P12'-12} = \frac{20,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 112,15 \text{ А}$
- в одной цепи линии 12'-4: $I_{P12'-4} = \frac{11,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 63,38 \text{ А}$

Соответственно, по найденным значениям расчетных токов находим расчетные сечения проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима

$$F = \frac{I_p}{J_s}$$

Определим расчетные сечения по участкам по условию экономической плотности тока для нормального режима:

- одноцепных линий «кольца»:

$$F_{A-14} = \frac{I_{pA-14}}{J_3} = \frac{207,1}{1,1} = 188,27 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10} = \frac{I_{pA-10}}{J_3} = \frac{264,26}{1,1} = 240,23 \text{ мм}^2$$

$$F_{10-14} = \frac{I_{p10-14}}{J_3} = \frac{57}{1,1} = 51,82 \text{ мм}^2$$

- Для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-12'} = \frac{I_{pA-12'}}{J_3} = \frac{175,53}{1,1} = 159,57 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-12} = \frac{I_{p12'-12}}{J_3} = \frac{112,15}{1,1} = 101,95 \text{ мм}^2$$

$$F_{12'-4} = \frac{I_{p12'-4}}{J_3} = \frac{63,38}{1,1} = 57,62 \text{ мм}^2$$

Исходя из напряжения и расчетной токовой нагрузки в нормальном режиме выбираются сечения сталеалюминиевых проводов. Для линии 110 кВ наименьшее сечение сталеалюминиевого провода по механической прочности равно 120 мм². Использование проводов сечением 70 и 95 мм², согласно [4] экономически невыгодно и нецелесообразно. Таким образом, для линии выбираем ближайшие стандартные сечения:

- для А - 10: АС - 150/24;
- для А - 14: АС - 150/24;
- для 10 - 14: АС - 120/19;
- для А - 12': АС - 185/27;
- для 12' - 12: АС - 120/19;
- для 12' - 4: АС - 120/19.

Следующим шагом надо осуществить проверку данного выбранного нами сечения в соответствии с условиями нагрева проводов ВЛ (послеаварийный режим).

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле:

$$I_p^{\text{авар}} \leq I_{\text{доп}}, (6.4)$$

Где $I_p^{\text{авар}}$ - наибольший ток в послеаварийном режиме, А; $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток по нагреву, А. [4, табл. 7.12].

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме для «кольца» будет иметь место при отключении линий, ближайших к источнику «А».

Рассмотрим кольцо (А-14-10-А):

– при обрыве линии А - 14 (наиболее нагруженной будет линия А - 10):

$$S_{A-10\text{авар}} = S_{10} + S_{14} = 37,6 + 39,58 = 77,18 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-10\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{77,18 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 425,34 \text{ А}$$

при обрыве линии А - 10 (наиболее нагруженной будет линия А - 14):

$$S_{A-14\text{авар}} = S_{10} + S_{14} = 37,6 + 39,58 = 77,18 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-14}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-14\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{77,18 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 425,34 \text{ А}$$

– поток мощности на участке 14-10 или 10-14 принять тот, который получится больше при обрыве линии А-14 или линии А-10:

$$S_{10-14\text{авар}} = S_{14} = 39,58 \text{ МВА}$$

$$I_{p10-}^{\text{авар}} = \frac{S_{10-14\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{39,58 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 218,13 \text{ А}$$

Затем рассмотрим двухцепные линии А-12', 12'-12 и 12'-4:

– обрыв одной цепи линии А - 12':

$$S_{A-12'\text{авар}} = S_{12} + S_4 = 40,7 + 23 = 63,7 \text{ МВА}$$

$$I_{pA-12'}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-12'\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{63,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 351 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 6' - 6:

$$S_{12'-12\text{авар}} = S_{12} = 23 \text{ МВА}$$

$$I_{p12'}^{\text{авар}} = \frac{S_{12'-12\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{23 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 126,75 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 12' - 12:

$$S_{12'-\text{авар}} = S_4 = 40,7 \text{ МВА}$$

$$I_{p12'-}^{\text{авар}} = \frac{S_{12'-\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{40,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 224,3 \text{ А}$$

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

– для А - 10: $425,34 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ для АС-150/24;

– для А - 14: $425,34 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ для АС-150/24;

- для 10 - 14: $218,13 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС-120/19;
- для А - 12': $351 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС-120/19;
- для 12' - 12: $126,75 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС-120/19;
- для 12' - 4: $224,3 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС-120/19

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

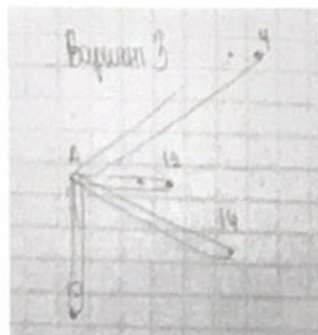
Таблица 6.1

Линия	А - 14	А - 10	10 - 14	А - 12'	12' - 12	12' - 4
$I_{p,l}, \text{ A}$	207,1	264,26	57	175,53	112,15	63,38
Марка провода	АС-150/24	АС - 150/24	АС - 120/19	АС - 120/19	АС - 120/19	АС - 120/19
$I_{p,l}^{\text{авар}}, \text{ A}$	425,34	425,34	218,13	351	126,75	224,3
$I_{\text{доп},l}, \text{ A}$	450	450	390	390	390	390

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

7. Выбор схем электрических подстанций

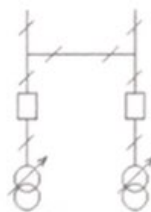
Вариант 1(3)



Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

Для ПС № 4, 12, 14 и 10 выбираю схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н. Применяется на напряжении 35–220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

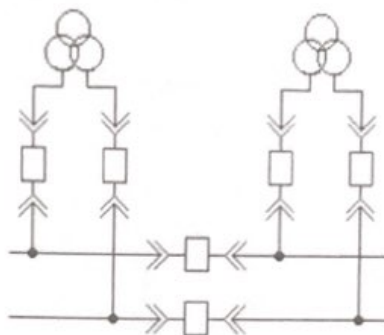
Схема «4Н»



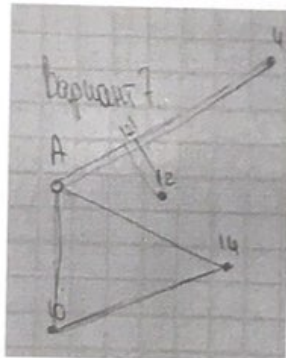
Для центра питания А выбирают схему «две рабочие системы шин с обходной» № 13Н.

Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 4, 12, 14, 10 применяют схемы 10–2 - две одиночные, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН.



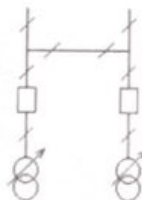
Вариант 2(7)



Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

Для ПС № 4 и 12 выбираю схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н. Применяется на напряжении 35–220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

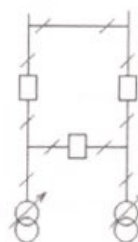
Схема «4Н»



Для ПС № 14 и 10 выбираю схему «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» № 5Н. Применяется для проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ

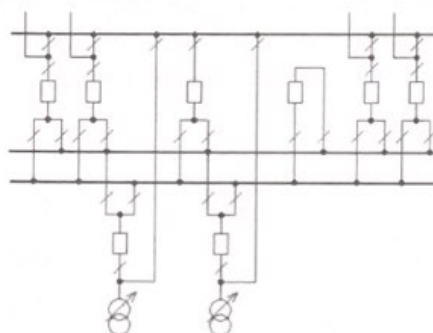
(повреждении) на ВЛ в нормальном режиме ПС (при равномерном графике нагрузок).

Схема «5Н»



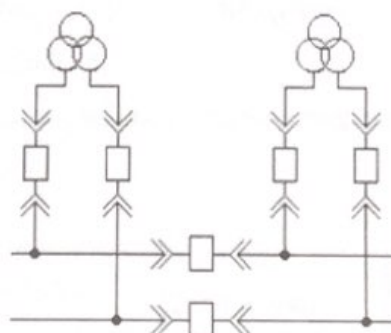
Для центра питания А выбирают схему «две рабочие системы шин с обходной» №13Н.

Схема «13Н»



Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 4, 12, 14, 10 применяют схемы 10-2 - две одиночные, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН.



8. Расчет технико-экономических показателей районной электрической сети.

Обоснование решений при проектировании электрической сети осуществляется благодаря технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети методом оценивания их сравнительной эффективности. Решения основываются на минимальный срок(период) окупаемости при том условии, что эти сравниваемые варианты оказывают одинаковое энергетическое влияние(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 на 2000 год, коэффициент индексации цен $K_{\text{пересч.}} = 6$), используя [4, табл.7.4]:

– для двухцепных ВЛ:

$$K_{A-6} = 27 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,86 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-1} = 63 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 4,35 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-7} = 54 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 3,73 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-9} = 27 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6 = 1,86 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (1,86 + 4,35 + 3,73 + 1,86) \cdot 10^8 = 11,8 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Найдем капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

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

$$K_{\text{тр}} = K_{\text{пересч}} \sum_1^4 K_{\text{три}} = 6 \cdot (7,3 + 9 + 5,5 + 5,5) \cdot 10^6 = 163,8 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Стоимость компенсирующих устройств.

Ориентировочно(приблизительно) стоимость можно определить по [4, табл. 7.27].

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ-10,5-3950	1125	4	4500
УКРМ-10,5-5050	1550	4	6200
УКРМ-10,5-2500	750	4	3000

УКРМ-10,5-3250	1125	4	4500
$K_{ку}$	$18,2 \cdot 10^6 \text{руб}$		

Стоимость РУ ВН [4, табл. 7.18, 7.19] с элегазовыми выключателями:

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб.	Постоянная часть затрат, тыс. руб.	Номер узла	Всего, тыс. руб.
РУ-110 кВ. Две системы шин с обходной	$7300 \times 12 \times 6 = 84000$	$12250 \times 6 = 38430$	А	564030
РУ-110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий	$15200 \times 6 = 91200$	$9000 \times 6 = 54000$	1,6,7,9	580800
$K_{ру\text{ ВН}}$	$11,45 \cdot 10^8 \text{руб.}$			

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

На каждой из ПС с трансформаторами ТРДН должны быть предусмотрены: 4 вводные ячейки, 1 с секционным выключателем, 1 с секционным разъединителем, 4 ячейки с трансформаторами напряжения и 2 ячейки для подключения трансформаторов собственных нужд. Помимо того, в РУ 10 кВ должны иметься ячейки ОЛ(отходящие линии) для снабжения потребителей энергией и подсоединения КУ. Принимаем, что на каждой секции низшего напряжения (10кВ) будет по 4 ОЛ(отходящие линии).

Стоимость 28 ячеек РУ НН для каждой ПС определим, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{ру\text{ НН}} = 6 \cdot (85 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 0,57 \cdot 10^8 \text{руб.}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = (11,45 + 0,57) \cdot 10^8 = 12,02 \cdot 10^8 \text{руб.}$$

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

$$K = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{РУ}}$$

$$K_1 = 12,75 \cdot 10^8 + 1,64 \cdot 10^8 + 0,18 \cdot 10^8 + 12,02 \cdot 10^8 = 26,6 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен далее.

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

$$\Delta W_{\text{Т}} = \Delta P_{\text{х}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S_{\text{пс}}}{2 \cdot S_{\text{ном.тр}}} \right) \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАХ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

где $T_{\text{МАХ}} = 3300$ ч – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{\text{Т14}} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{39,58}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 373,05 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{Т10}} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{37,6}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 365,65 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{Т4}} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{40,7}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 377,29 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{Т12}} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{23}{2 \cdot 25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 264,85 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2 \cdot (373,05 + 365,65 + 377,29 + 264,85) = 2,76 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

$$\Delta W = R_{\text{ЛЭП}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ЛЭП}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАХ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12} = \frac{24,9}{100} \cdot 32 \cdot \left(\frac{11,5}{110} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 157,24 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-4} = \frac{24,9}{100} \cdot 68 \cdot \left(\frac{20,35}{110} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1046,33 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-1} = \frac{24,9}{100} \cdot 45 \cdot \left(\frac{19,79}{110} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 654,84 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-10} = \frac{24,9}{100} \cdot 40 \cdot \left(\frac{18,8}{110} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 525,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП2}}^{\Sigma} = 157,24 + 1046,33 + 654,84 + 525,3 = 2,38 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость электроэнергии на 2020 г. составляет 3,25 руб/кВт·ч. Стоимость

потерь электроэнергии определяется следующим образом:

$$I_{\Delta W} = 3,25 * (\Delta W_{\text{ЛЭП2}}^{\Sigma} + W_{\text{тр}}^{\Sigma})$$

$$I_{\Delta W1} = 3,25 * (2,38 * 10^3 + 2,76 * 10^3) * 10^3 = 1,67 * 10^7 \text{ руб/год.}$$

Осуществим аналогичные расчёты для второго варианта конфигурации сети.

ВАРИАНТ 2

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

$$K_{A-12'} = 29 * 1150 * 10^3 * 6 = 2 * 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{12'-4} = 51 * 1150 * 10^3 * 6 = 3,53 * 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{12'-12} = 22,6 * 1150 * 10^3 * 6 = 1,56 * 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-10} = 40 * 850 * 10^3 * 6 = 2,04 * 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{14-10} = 54 * 850 * 10^3 * 6 = 2,75 * 10^8 \text{ руб.}$$

$$K_{A-14} = 45 * 850 * 10^3 * 6 = 2,3 * 10^8 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (2 + 3,53 + 1,56 + 2,04 + 2,3 + 2,75) * 10^8 = 14,18 * 10^8 \text{ руб.}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

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

$$K_{\text{тр}} = K_{\text{пересч}} \sum_1^4 K_{\text{три}} = 6 * (7,3 + 5,5 + 7,3 + 7,3) * 10^6 = 164,4 * 10^6 \text{ руб.}$$

Стоимость компенсирующих устройств. Ориентировочно (приблизительно)

стоимость можно определить по [4, табл. 7.27].

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ-10,5-4650	1550	4	6200
УКРМ-10,5-2750	750	4	3000
УКРМ-10,5-3600	1125	4	4500
УКРМ-10,5-3800	1125	4	4500
$K_{\text{КУ}}$			
			$18,2 * 10^6 \text{ руб}$

Стоимость РУ ВН [4, табл. 7.18, 7.19] с элегазовыми выключателями:

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб.	Постоянная часть затрат, тыс. руб.	Номер узла	Всего, тыс. руб.
РУ-110 кВ. Две системы шин с обходной	$7300 \times 8 \times 6 = 84000$	$12250 \times 6 = 38430$	А	388830
РУ-110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	$15200 \times 6 = 91200$	$9000 \times 6 = 54000$	1,6	290400
РУ-110 кВ. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	$30000 \times 6 = 180000$	$9000 \times 6 = 54000$	7,9	468000
$K_{ру\text{ вн}}$	$11,47 \times 10^8 \text{ руб.}$			

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

На каждой из ПС с трансформаторами ТРДН должно предусматриваться: 4 вводные ячейки, 1 с секционным выключателем, 1 с секционным разъединителем, 4 ячейки с трансформаторами напряжения и 2 ячейки для подключения трансформаторов собственных нужд. Помимо того, в РУ 10 кВ должны иметься ячейки ОЛ(отходящие линии) для снабжения потребителей энергией и подсоединения КУ. Берем во внимание, что на каждой секции НН (10 кВ) будет по 4 отходящие линии.

Стоимость 28 ячеек РУ НН для каждой ПС определим, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{py\text{ нн}}=6*(85*10^3*28*4)=0,57*10^8\text{руб.}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети:

$$K_{py}=(11,47+0,57)*10^8=12,02*10^8\text{руб.}$$

Итоговые(окончательные) капитальные затраты на строительство электрической сети 110/10 кВ определяются по формуле:

$$K=K_{лэп} + K_{тр} + K_{ку} + K_{py}$$

$$K_2=14,18*10^8+1,64*10^8+0,18*10^8+12,02*10^8=28,02*10^8\text{руб.}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

$$\Delta W_T = \Delta P_x * 8760 + \Delta P_k \left(\frac{S_{ис}}{2 * S_{ном.тр}} \right) \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 * 8760$$

где $T_{MAX}=3300\text{ч}$ – время, в течение которого используется максимум нагрузки;

$$\Delta W_{T14}=0,034*8760+0,17*\left(\frac{39,58}{2*40}\right)^2*(0,124+\frac{3300}{10000})^2*8760=373,05\text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{T10}=0,034*8760+0,17*\left(\frac{37,6}{2*40}\right)^2*(0,124+\frac{3300}{10000})^2*8760=365,65\text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{T4}=0,034*8760+0,17*\left(\frac{40,7}{2*40}\right)^2*(0,124+\frac{3300}{10000})^2*8760=377,29\text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{T12}=0,025*8760+0,12*\left(\frac{23}{2*25}\right)^2*(0,124+\frac{3300}{10000})^2*8760=264,85\text{ МВт*ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$W_{тр}^{\Sigma}=2*(373,05+365,65+377,29+264,85)=2,76*10^3\text{ МВт*ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

$$\Delta W = R_{\text{ЛЭП}} * \left(\frac{S_{\text{ЛЭП}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{T_{\text{MAX}}}{10000} \right)^2 * 8760$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-14} = \frac{20,4}{100} * 45 * \left(\frac{37,6}{110} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 * 8760 = 1936,64 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-10} = \frac{20,4}{100} * 40 * \left(\frac{47,95}{110} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 * 8760 = 2799,61 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10-14} = \frac{24,4}{100} * 54 * \left(\frac{10,35}{110} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 * 8760 = 210,62 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12'} = \frac{11,8}{100} * 28,9 * \left(\frac{31,85}{110} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 * 8760 = 516,2 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'} = \frac{24,4}{100} * 45 * \left(\frac{20,35}{110} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 * 8760 = 678,5 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{12'-12} = \frac{24,4}{100} * 18 * \left(\frac{11,5}{110} \right)^2 * \left(0,124 + \frac{3300}{10000} \right)^2 * 8760 = 86,67 \text{ МВт*ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП2}}^{\Sigma} = 1936,64 + 2799,61 + 210,62 + 516,2 + 678,5 + 86,67 = 6615,33 \text{ МВт*ч}$$

Стоимость электроэнергии на 2020 г. составляет 3,25 руб./кВт*ч.

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$И_{\Delta W} = 3,25 * (\Delta W_{\text{ЛЭП2}}^{\Sigma} + W_{\text{тр}}^{\Sigma})$$

$$И_{\Delta W2} = 3,25 * (6,62 * 10^3 + 2,76 * 10^3) * 10^3 = 3,05 * 10^7 \text{ руб/год.}$$

Сравним экономическую эффективность обоих вариантов.

Объём реализованной продукции:

$$Q_p = T_{\text{MAX}} * \Sigma P * 3,25 = 3300 * (39 + 36 + 22 + 38) * 3,25 * 10^3 = 1,45 * 10^9 \text{ руб.}$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание определяются по формуле: $И_{\text{АРО}} = K * \alpha$, где $\alpha = 2,8\%$

$$И_{\text{АРО}(1)} = 26,6 * 10^8 * 0,028 = 7,45 * 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\text{АРО}(2)} = 28,02 * 10^8 * 0,028 = 7,85 * 10^7 \text{ руб/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W1} = 1,67 * 10^7 \text{ руб/год.}$$

$$И_{\Delta W2} = 3,05 \cdot 10^7 \text{ руб/год.}$$

Суммарные издержки определяем по формуле:

$$И_{\Sigma} = И_{\text{АРО}} + И_{\Delta W}$$

$$И_{\Sigma(1)} = 7,45 \cdot 10^7 + 1,67 \cdot 10^7 = 9,12 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\Sigma(2)} = 7,85 \cdot 10^7 + 3,05 \cdot 10^7 = 10,9 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Определяем прибыль как $\Pi = Q_p - И_{\Sigma}$:

$$\Pi_1 = 1,45 \cdot 10^9 - 9,12 \cdot 10^7 = 1,36 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 1,45 \cdot 10^9 - 10,9 \cdot 10^7 = 1,34 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Налог на прибыль принимаем 20 % на 2011 г.:

$$Н_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 1,36 \cdot 10^9 = 0,272 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$Н_2 = 0,2 \cdot \Pi_2 = 0,2 \cdot 1,34 \cdot 10^9 = 0,268 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле:

$$P = \frac{Q_p - И_{\Sigma} - Н}{K}$$

$$P_1 = \frac{1,36 \cdot 10^9 - 0,272 \cdot 10^9}{2,66 \cdot 10^9} = 0,41$$

$$P_2 = \frac{1,34 \cdot 10^9 - 0,268 \cdot 10^9}{2,8 \cdot 10^9} = 0,38$$

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

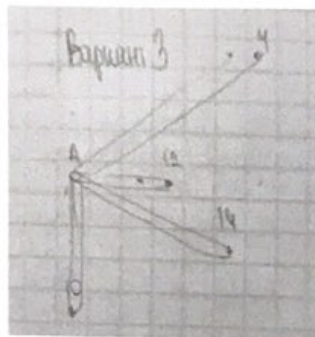
Определим срок окупаемости по формуле: $T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi + И_{\Sigma}}$

$$T_{\text{ок}(1)} = \frac{2,66 \cdot 10^9}{1,36 \cdot 10^9 + 9,12 \cdot 10^7} = 1,83 \approx 2 \text{ года}$$

$$T_{\text{ок}(2)} = \frac{2,8 \cdot 10^9}{1,34 \cdot 10^9 + 1,9 \cdot 10^7} = 1,93 \approx 2 \text{ года}$$

Так как в качестве критерия сравнения был взят период(срок) окупаемости, то, после определения и проведения анализа технико-экономических характеристик двух вариантов районных электрических сетей, был сделан вывод, что они обе полностью и

абсолютно равноценны. Поэтому для дальнейших расчетов можно выбрать любой вариант, пусть будет вариант № 1.



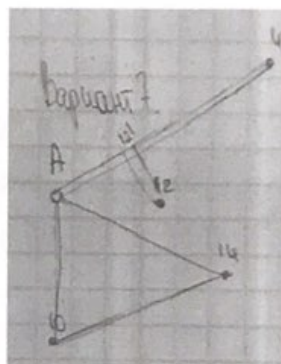
$$И_{\Sigma(1)} = 9,12 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$П_1 = 1,36 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$Н_1 = 0,272 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$P_1 = 0,41$$

$$T_{ок(1)} = 1,83 \approx 2 \text{ года}$$



$$И_{\Sigma(2)} = 10,9 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$П_2 = 1,34 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$Н_2 = 0,268 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$P_2 = 0,38$$

$$T_{ок(2)} = 1,93 \approx 2 \text{ года}$$

9. Расчет режимов сети

9.1. Максимальный режим

9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах

Определение расчетной нагрузки узлов (ПС) предшествует расчету режимов РЭС. Напряжение в сети принимается равным номинальному. Расчетная нагрузка ПС определяется формулой:

$$S_{\text{расч.}i} = S_{\text{н.}i} + \Delta S_i - j(Q_c^{\text{н}} + Q_c^{\text{к}})$$

Где $S_{\text{н.}i}$ – нагрузка i -й ПС с учетом компенсации реактивной мощности;

ΔS_i – потери полной мощности в трансформаторе, состоящие из потерь холостого хода и потерь короткого замыкания (нагрузочных) МВА;

$Q_c^{\text{н}}$ и $Q_c^{\text{к}}$ – генерируемые реактивные мощности линий, подходящих к узлу, Мвар.

Емкостные мощности линий $Q_c^{\text{н}}$ и $Q_c^{\text{к}}$ определяются по номинальным напряжениям следующим образом:

$$Q_c^{\text{н}} = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b$$

$$Q_c^{\text{к}} = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b$$

где b – емкостная проводимость линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость определяется формулой:

$$b_{\text{л}} = b_0 L_{\text{л}}$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость линии (выбирается по [4, табл. 7.5], исходя из марки провода), См/км; $L_{\text{л}}$ – длина линии, км.

Для параллельных линий:

$$b_{\text{л}} = 2b_0 L_{\text{л}}$$

Определим потери мощности холостого хода и короткого замыкания в каждом трансформаторе по выражениям:

$$\Delta P_i = \Delta P_{\text{х}} + \frac{\Delta P_{\text{к}} S_i^2}{S_{\text{ном}}^2}$$

$$\Delta Q_i = \frac{I_{\text{х}\%} S_{\text{ном}}}{100} + \frac{U_{\text{к}\%} S_i^2}{100 S_{\text{ном}}}$$

где S_i – реальная нагрузка одного трансформатора i -й ПС;

$\Delta P_{\text{х}}, S_{\text{ном}}, I_{\text{х}\%}$ и $U_{\text{к}\%}$ – справочные данные [4 и ГОСТ].

Потери полной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

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

Для ПС № 4 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_4 = \Delta P_{\text{х}} + \frac{\Delta P_{\text{к}} S_4^2}{S_{\text{ном}}^2}$$

$$\Delta P_4 = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{40,7}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,078 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_4 = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{40,7}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,3 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_4 = 0,078 + j1,3 \text{ МВА}$$

Для ПС № 12 (2×ТРДН – 25000/110):

$$\Delta P_{12} = 25 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{23}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,05 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{0,45 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{23}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,67 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{12} = 0,05 + j0,67 \text{ МВА}$$

Для ПС № 14 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_{14} = 34 * 10^3 + \frac{170 * 10^3 * (\frac{39,58}{2} * 10^6)^2}{(40 * 10^6)^2} = 0,076 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{14} = \frac{0,55 * 40 * 10^6}{100} + \frac{10,5 * (\frac{39,58}{2} * 10^6)^2}{100 * 40 * 10^6} = 1,26 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{14} = 0,076 + j1,26 \text{ МВА}$$

Для ПС № 10 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_{10} = 34 * 10^3 + \frac{170 * 10^3 * (\frac{37,6}{2} * 10^6)^2}{(40 * 10^6)^2} = 0,072 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{10} = \frac{0,55 * 40 * 10^6}{100} + \frac{10,5 * (\frac{37,6}{2} * 10^6)^2}{100 * 40 * 10^6} = 1,14 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{10} = 0,072 + j1,14 \text{ МВА}$$

Найдем расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

$$S_{\text{расч.4}} = \frac{1}{2} S_{\text{н.4}} + \Delta S_4 - jQ_{\text{с,12/4}} = \frac{1}{2} * S_{\text{н.4}} + \Delta S_4 - j\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 * 2b_{0,A-4} * L_{A-4}$$

$$S_{\text{расч.4}} = \frac{1}{2} * (39 + j11,7) + 0,078 + j1,3 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 68) = 19,578 + j4,96 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч.12}} = \frac{1}{2} S_{\text{н.12}} + \Delta S_{12} - jQ_{\text{с,A-12}} = \frac{1}{2} * S_{\text{н.12}} + \Delta S_{12} -$$

$$j\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 * 2b_{0,A-12} * L_{A-12}$$

$$S_{\text{расч.12}} = \frac{1}{2} * (22 + j6,6) + 0,05 + j0,67 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 32)$$

$$= 11,5 + j2,94 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч.14}} = \frac{1}{2} S_{\text{н.14}} + \Delta S_{14} - j(Q_{\text{с,A-14}} + Q_{\text{с,14-10}}) = S_{\text{н.14}} + \Delta S_{14} -$$

$$j\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 (b_{0,A-14} * L_{A-14} + b_{0,14-10} * L_{14-10})$$

$$S_{\text{расч.14}} = \frac{1}{2} * (38 + j11,06) + 0,076 + j1,26 - j\frac{1}{2} * 110^2 (2,66 * 10^{-6} * 45 + 2,66 * 10^{-6} * 45) =$$

$$19,076 + j5,34 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{расч.10}} = \frac{1}{2} S_{\text{н.10}} + \Delta S_{10} - j\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 2(b_{0,A-10} * L_{A-10} + b_{0,10-14} * L_{10-14})$$

$$S_{\text{расч.10}} = \frac{1}{2} * (36 + j10,88) + 0,072 + j1,14 - j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 40) = 18,072 + j5,29 \text{ MBA}$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Вариант 1

Рассмотрим двухцепные линии А-4, А-10, А-12 и А-14

Для линии А-4:

$$S_{A-4}^K = S_{p4} = 19,578 + j4,96 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-4} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 68 = 16,93 + j29$$

$$\Delta S_{z,A-4} = \frac{(P_{6l-1}^K)^2 + (Q_{6l-1}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{A-4} = \frac{39^2 + 11,7^2}{110^2} (16,93 + j29) = 2,32 + j3,97 \text{ MBA}$$

$$S_{A-4}^H = S_{A-4}^K + \Delta S_{z,A-4} - \frac{1}{2} j Q_{c,A-4} = 19,578 + j4,96 + 2,32 + j3,97 -$$

$$j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 68) = 21,9 + j6,82 \text{ MBA}$$

Для линии А-12:

$$S_{A-12}^K = S_{p12} = 11,5 + j2,94 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-12} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 32 = 7,97 + j13,66$$

$$\Delta S_{z,A-12} = \frac{(P_{A-12}^K)^2 + (Q_{A-12}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{A-12} = \frac{22^2 + 6,6^2}{110^2} (7,97 + j13,66) = 0,34 + j0,59$$

MBA

$$S_{A-12}^H = S_{A-12}^K + \Delta S_{z,A-12} - \frac{1}{2} j Q_{c,A-12} = 11,5 + j2,94 + 0,34 + j0,59 -$$

$$j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 32) = 11,84 + j2,54 \text{ MBA}$$

Для линии А-14:

$$S_{A-14}^K = S_{p14} = 19,076 + j5,34 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-14} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 45 = 11,2 + j19,22$$

$$\Delta S_{z,A-14} = \frac{(P_{A-14}^K)^2 + (Q_{A-14}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{A-14} = \frac{38^2 + 11,06^2}{110^2} (11,2 +$$

$$j19,22)=1,45+j2,49 \text{ MBA}$$

$$S_{A-14}^H = S_{A-14}^K + \Delta S_{z,A-14} - \frac{1}{2}jQ_{cA-14}=19,076+j5,34+1,45+j2,49-$$

$$j\frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 45)=20,53+j6,44 \text{ MBA}$$

Для линии А-10:

$$S_{A-10}^K = S_{p10} = 18,072 + j5,29 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-1} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 40 = 9,96 + j17,08$$

$$\Delta S_{z,A-1} = \frac{(P_{A-1}^K)^2 + (Q_{A-1}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-10} = \frac{36^2 + 10,88^2}{110^2} (9,96 + j17,08) = 1,16 + j2$$

MBA

$$S_{A-1}^H = S_{A-10}^K + \Delta S_{z,A-10} - \frac{1}{2}jQ_{cA-10}=18,072+j5,29+1,16+j2-j\frac{1}{2} *$$

$$110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 40)=19,23+j6,05 \text{ MBA}$$

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:

$$U_4 = U_{Amax} - \frac{P_{A-4}^H r_0 L_{A-4} + Q_{A-4}^H x_0 L_{A-4}}{U_{Amax}}$$

$$U_4 = 118 - \frac{21,9 * 0,249 * 68 + 6,82 * 0,427 * 68}{118} = 113,18 \text{ В}$$

Для ПС № 12:

$$U_{12} = U_{Amax} - \frac{P_{A-12}^H r_0 L_{A-12} + Q_{A-12}^H x_0 L_{A-12}}{U_{Amax}}$$

$$U_{12} = 118 - \frac{11,84 * 0,249 * 32 + 2,54 * 0,427 * 32}{118} = 116,9 \text{ В}$$

Для ПС № 14:

$$U_{14} = U_{Amax} - \frac{P_{A-14}^H r_0 L_{A-1} + Q_{A-1}^H x_0 L_{A-14}}{U_{Amax}}$$

$$U_{14} = 118 - \frac{20,53 * 0,249 * 45 + 6,44 * 0,427 * 45}{118} = 115 \text{ В}$$

Для ПС № 10:

$$U_{10} = U_{Amax} - \frac{P_{A-10}^H r_0 L_{A-10} + Q_{A-10}^H x_0 L_{A-10}}{U_{Amax}}$$

$$U_{10} = 118 - \frac{19,23 * 0,249 * 40 + 6,05 * 0,427 * 40}{118} = 115,5 \text{ В}$$

9.2.2. Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме

Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения для каждого из трансформаторов с расщепленными обмотками типа ТРДН для подстанций 1,6,7 и 9 определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - \left[\left(P'_H R_{ТВ} + \frac{P'_H}{2} R_{ТН} \right) + \left(Q'_H X_{ТВ} + \frac{Q'_H}{2} X_{ТН} \right) \right]}$$

Где P'_H и Q'_H – активная и реактивная мощности, поступающие в трансформатор (после потерь холостого хода) на стороне ВН; $R_{ТВ}$, $X_{ТВ}$ – активное и реактивное сопротивления обмотки ВН; $R_{ТН}$, $X_{ТН}$ – активное и реактивное сопротивления обмотки НН1 или НН2 трансформаторов, определенные расчетным путем:

$$P'_H = \frac{P_H}{2} + \Delta P_T - \Delta P_{xx}$$

$$Q'_H = \frac{Q_H}{2} + \Delta Q_T - \Delta Q_{xx}$$

$$R_{TB} = \frac{\Delta P_{к,ВН-НН} U_{НОМ}^2}{2 S_{НОМ}^2}$$

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

$$X_{TB} = \frac{u_{к,ВН-НН} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right)$$

$$X_{TH} = \frac{u_{к,ВН-НН} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} * \frac{K_p}{2}$$

Определим соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 4, № 10 и № 14 (2×ТРДН – 40000 /110):

$$P'_{H4} = \frac{39}{2} + 0,072 - 0,06 = 19,512 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H4} = \frac{11,7}{2} + 1,13 - 0,26 = 6,72 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H10} = \frac{36}{2} + 0,072 - 0,06 = 18,012 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H10} = \frac{10,88}{2} + 1,13 - 0,26 = 6,31 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H14} = \frac{38}{2} + 0,072 - 0,06 = 19,012 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H14} = \frac{11,06}{2} + 1,13 - 0,26 = 6,4 \text{ Мвар}$$

$$R_{TB1} = \frac{172 * 10^3 * (115 * 10^3)^2}{2(40 * 10^6)^2} = 0,71 \text{ Ом}$$

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

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

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (40 * 10^6)} * \frac{3,62}{2} = 62,9 \text{ Ом}$$

$$U'_{H4} = \frac{113,18}{2} + \sqrt{\frac{113,18^2}{4} - \left[(19,512 * 0,71 + \frac{19,512}{2} * 1,42) + (6,72 * 3,3 + \frac{6,72}{2} * 62,9) \right]} = 110,82 \text{ кВ}$$

$$U'_{H10} = \frac{115,5}{2} + \sqrt{\frac{115,5^2}{4} - \left[\left(18,012 * 0,71 + \frac{18,012}{2} * 1,42 \right) + \left(6,31 * 3,3 + \frac{6,31}{2} * 62,9 \right) \right]} = 113,34 \text{ кВ}$$

$$U'_{H14} = \frac{115}{2} + \sqrt{\frac{115^2}{4} - \left[\left(19,012 * 0,71 + \frac{19,012}{2} * 1,42 \right) + \left(6,4 * 3,3 + \frac{6,4}{2} * 62,9 \right) \right]} = 112,78 \text{ кВ}$$

Для ПС № 12 (2×ТРДН – 25000 /110):

$$P'_{H12} = \frac{22}{2} + 0,06 - 0,027 = 11,03 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H12} = \frac{6,6}{2} + 0,89 - 0,175 = 4,015 \text{ Мвар}$$

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

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2 * 1,27 = 2,54 \text{ Ом}$$

$$X_{ТВ} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (25 * 10^6)} \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = 5,27 \text{ Ом}$$

$$X_{ТН1} = X_{ТН2} = \frac{10,5 * (115 * 10^3)^2}{100 * (25 * 10^6)} * \frac{3,62}{2} = 100,5 \text{ Ом}$$

$$U'_{H12} = \frac{116,9}{2} + \sqrt{\frac{116,9^2}{4} - \left[\left(11,03 * 1,27 + \frac{11,03}{2} * 2,54 \right) + \left(4,015 * 5,27 + \frac{4,015}{2} * 100,5 \right) \right]} = 114,71 \text{ кВ}$$

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения рассчитывается по формуле:

$$n_{отв}^{жел} = \left(\frac{U'_H U_{HH}}{U_{Hжел} U_{ВH}} - 1 \right) * \frac{100}{\Delta U_{отв}}$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определим по формуле:

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

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

$$\delta U = \frac{U_n - U_{ном}}{U_{ном}} * 100$$

Для ПС № 4:

$$n_{отв4}^{жел} = \left(\frac{110,82 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -2,04 = -2$$

$$U_{н4} = \frac{110,82 * 10,5}{115 \left(1 - 2 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,49 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,49 - 10}{10} * 100 = 4,9\%$$

Для ПС № 12:

$$n_{отв12}^{жел} = \left(\frac{114,71 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -0,14 = 0$$

$$U_{н12} = \frac{114,71 * 10,5}{115 \left(1 - 0 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,47 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,47 - 10}{10} * 100 = 4,7\%$$

Для ПС № 14:

$$n_{отв14}^{жел} = \left(\frac{112,78 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -1,08 = -1$$

$$U_{н14} = \frac{112,78 * 10,5}{115 \left(1 - 1 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,48 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{14} = \frac{10,48 - 10}{10} * 100 = 4,8\%$$

Для ПС № 10:

$$n_{отв10}^{жел} = \left(\frac{113,34 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -0,81 = -1$$

$$U_{н10} = \frac{113,34 * 10,5}{115 \left(1 - 1 \frac{1,78}{100}\right)} = 10,54 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,54 - 1}{10} * 100 = 5,4\%$$

№ П С	U _н , кВ	n _{отв}	U _{н,к} В	δU, %
4	110,82	-2	10,49	4,9
12	114,71	0	10,47	4,7
14	112,78	-1	10,48	4,8
10	113,34	-1	10,54	5,4

Данные рабочие ответвления понижающих трансформаторов обеспечивают поддержание требуемых отклонений напряжения на шинах 10 кВ подстанций в каждом рассмотренных режимах работы.

9.3. Послеаварийный режим

Рассмотрим обрыв одной цепи двухцепной линии А - 4. Определим расчетную мощность рабочей линии А-4:

$$S_{\text{расч.4}}^{\text{авар}} = S_{н,4} + \Delta S_{т,4} - jQ_{с,А-4}^к;$$

$$S_{\text{расч.4}}^{\text{авар}} = S_{А-4}^к = 19,578 + j4,96 + 2,32 + j3,9 - j4,22 = 21,9 + j4,74 \text{ МВА}$$

Формула для потери мощности в первой цепи (1 ц.) линии А - 4:

$$\Delta S_{з,А-4} = \frac{P_{А-4}^к{}^2 + Q_{А-4}^к{}^2}{U_{\text{авар}}^2} * Z_{А-4} = \frac{39^2 + 11,7^2}{108^2} (16,93 + j29) = 2,4 + j4,12 \text{ МВА}$$

Найдем потоки мощности в начале первой цепи (1 ц.) линии А - 4:

$$S_{А-4}^н = S_{А-4}^к + \Delta S_{з,А-4} - jQ_{с,А-4}^н = 21,9 + j4,74 + 2,4 + j4,12 - j4,22 = 24,3 + j4,64 \text{ МВА}$$

Для линии А-12:

$$S_{A-12}^K = S_{p12} = 11,5 + j2,94 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-12} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 32 = 7,97 + j13,66$$

$$\Delta S_{z,A-12} = \frac{(P_{A-12}^K)^2 + (Q_{A-12}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-12} = \frac{22^2 + 6,6^2}{110^2} (7,97 + j13,66) = 0,34 + j0,59$$

MBA

$$S_{A-1}^H = S_{A-12}^K + \Delta S_{z,A-12} - \frac{1}{2} j Q_{c,A-1} = 11,5 + j2,94 + 0,34 + j0,59 -$$

$$j \frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 32) = 11,84 + j2,54 \text{ MBA}$$

Для линии А-14:

$$S_{A-14}^K = S_{p14} = 19,076 + j5,34 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-14} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 45 = 11,2 + j19,22$$

$$\Delta S_{z,A-14} = \frac{(P_{A-14}^K)^2 + (Q_{A-14}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-14} = \frac{38^2 + 11,06^2}{110^2} (11,2 +$$

$$j19,22) = 1,45 + j2,49 \text{ MBA}$$

$$S_{A-1}^H = S_{A-14}^K + \Delta S_{z,A-14} - \frac{1}{2} j Q_{cA-14} = 19,076 + j5,34 + 1,45 + j2,49 -$$

$$j \frac{1}{2} * 110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 45) = 20,53 + j6,44 \text{ MBA}$$

Для линии А-10:

$$S_{A-10}^K = S_{p10} = 18,072 + j5,29 \text{ MBA}$$

$$Z_{A-10} = (24,9 + j42,7) * 10^{-2} * 40 = 9,96 + j17,08$$

$$\Delta S_{z,A-10} = \frac{(P_{A-10}^K)^2 + (Q_{A-10}^K)^2}{U_{ном}^2} Z_{A-10} = \frac{36^2 + 10,88^2}{110^2} (9,96 + j17,08) = 1,16 + j2$$

MBA

$$S_{A-10}^H = S_{A-10}^K + \Delta S_{z,A-10} - \frac{1}{2} j Q_{cA-10} = 18,072 + j5,29 + 1,16 + j2 - j \frac{1}{2} *$$

$$110^2 * 2(2,66 * 10^{-6} * 40) = 19,23 + j6,05 \text{ MBA}$$

9.3.1. Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме

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

Для ПС № 4:

$$U_4 = U_{\text{Авар}} - \frac{P_{A-4}^H r_0 L_{A-4} + Q_{A-4}^H x_0 L_{A-4}}{U_{\text{Авар}}}$$

$$U_4 = 108 - \frac{24,3 * 0,249 * 68 + 4,64 * 0,427 * 68}{108} = 102,94 \text{ В}$$

Для ПС № 12:

$$U_{12} = U_{\text{Авар}} - \frac{P_{A-12}^H r_0 L_{A-12} + Q_{A-12}^H x_0 L_{A-12}}{U_{\text{Авар}}}$$

$$U_{12} = 108 - \frac{11,84 * 0,249 * 32 + 2,54 * 0,427 * 32}{108} = 106,8 \text{ В}$$

Для ПС № 14:

$$U_{14} = U_{\text{Авар}} - \frac{P_{A-14}^H r_0 L_{A-14} + Q_{A-14}^H x_0 L_{A-14}}{U_{\text{Авар}}}$$

$$U_{14} = 108 - \frac{20,53 * 0,249 * 45 + 6,44 * 0,427 * 45}{108} = 104,72 \text{ В}$$

Для ПС № 10:

$$U_{10} = U_{\text{Авар}} - \frac{P_{A-1}^H r_0 L_{A-10} + Q_{A-1}^H x_0 L_{A-10}}{U_{\text{Авар}}}$$

$$U_{10} = 108 - \frac{19,23 * 0,249 * 40 + 6,05 * 0,427 * 40}{108} = 105,27 \text{ В}$$

9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

Определим значения напряжений в электрической сети в
послеаварийном режиме:

$$U'_{н4} = \frac{102,94}{2} + \sqrt{\frac{102,94^2}{4} - \left[\left(19,512 \cdot 0,71 + \frac{19,512}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(6,72 \cdot 3,3 + \frac{6,72}{2} \cdot 62,9 \right) \right]} = 100,33 \text{ кВ}$$

$$U'_{н10} = \frac{105,27}{2} + \sqrt{\frac{105,27^2}{4} - \left[\left(18,012 \cdot 0,71 + \frac{18,012}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(6,31 \cdot 3,3 + \frac{6,31}{2} \cdot 62,9 \right) \right]} = 102,89 \text{ кВ}$$

$$U'_{н14} = \frac{104,72}{2} + \sqrt{\frac{104,72^2}{4} - \left[\left(19,012 \cdot 0,71 + \frac{19,012}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(6,4 \cdot 3,3 + \frac{6,4}{2} \cdot 62,9 \right) \right]} = 102,28 \text{ кВ}$$

$$U'_{н12} = \frac{106,8}{2} + \sqrt{\frac{106,8^2}{4} - \left[\left(11,03 \cdot 1,27 + \frac{11,03}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(4,015 \cdot 5,27 + \frac{4,015}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} = 104,4 \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

$$n_{отв4}^{жел} = \left(\frac{100,33 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -7,17 = -7$$

$$U_{н4} = \frac{100,33 \cdot 10,5}{115 \left(1 - 7 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,46 \text{ кВ}$$

$$\delta U_4 = \frac{10,46 - 10}{10} \cdot 100 = 4,6\%$$

Для ПС № 12:

$$n_{отв12}^{жел} = \left(\frac{104,4 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -5,18 = -5$$

$$U_{н12} = \frac{104,4 \cdot 10,5}{115 \left(1 - 5 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,46 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,46 - 10}{10} \cdot 100 = 4,6\%$$

Для ПС № 14:

$$n_{\text{отв}14}^{\text{жел}} = \left(\frac{102,28 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -6,21 = -6$$

$$U_{\text{н}14} = \frac{102,28 * 10,5}{115 \left(1 - 6 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,455 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{14} = \frac{10,455 - 10}{10} * 100 = 4,55\%$$

Для ПС № 10:

$$n_{\text{отв}10}^{\text{жел}} = \left(\frac{102,89 * 10,5}{10,5 * 115} - 1 \right) * \frac{100}{1,78} = -5,91 = -6$$

$$U_{\text{н}10} = \frac{102,89 * 10,5}{115 \left(1 - 6 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,52 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,52 - 10}{10} * 100 = 5,17\%$$

№ П С	U _н ', кВ	n _{отв}	U _н , кВ	δU, %
4	100,33	-7	10,46	4,9
12	104,4	-5	10,46	4,7
14	102,28	-6	10,455	4,55
10	102,89	-6	10,54	5,17