

Справка о проверке на наличие заимствований

Имя файла: Курсовой проект.docx

Автор: Хилажев Т.И.

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: 73%

Оригинальные фрагменты: 72,72%

Обнаруженные заимствования: 27,28%

Цитирование: 0,00%



Работу проверил: Валиуллина Диля Мансуровна

Дата: 13.01.2021

Подпись:



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) _____ Хилажева Тимура Ильгизовича

(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	10
	Работа носит частично самостоятельный характер	
	Работа носит не самостоятельный характер	
1. Содержание работы	Полностью соответствует выбранной теме	10
	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	10
	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	10
5. Наличие собственных выводов, рекомендаций и предложений, собственной позиции и ее аргументации	Да	10
	Нет	
6. Оформление работы	Соответствует полностью требованиям	10

7. Библиография по теме работы	Соответствует частично требованиям	
	Не соответствует требованиям	
	Актуальна и составлена в соответствии с требованиями	9
	Актуальна и частично соответствует требованиям	
	Не соответствует требованиям	
Итоговый балл		69

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 _____

3



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:

Хилажев Тимур Ильгизович
обучающийся 4 курса группы ЭС-3-17

(подпись)

Руководитель работы:

Валиуллина Д.М. доцент, ЭСиС
(ФИО, должность, кафедра)

Работа выполнена и
защита с оценкой 4,0

Дата защиты 13.01.2021

(подпись руководителя) (дата)

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

(подпись)

А.Х. Сабинин
(И.О. Фамилия)
Ю.И. Шихов
(И.О. Фамилия)

Казань, 2021 г.

ПРИМЕР РАСЧЕТА ОДНОГО ИЗ ВАРИАНТОВ СХЕМ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1. Исходные данные

Масштаб:

в 1 клетке – 17 км.

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

$$\operatorname{tg}\varphi_A = 0,363.$$

Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:

$$U_{\text{макс}} = 116; U_{\text{авар}} = 108.$$

Район по гололеду: I

Число часов использования максимальной нагрузки, час/год:

$$T_{\text{макс}} = 3600.$$

Продолжительность перегрузки силовых трансформаторов в течение суток

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

Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\text{макс } 6} = 19, P_{\text{макс } 8} = 28, P_{\text{макс } 10} = 21, P_{\text{макс } 12} = 16.$$

Коэффициенты реактивной мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

$$\operatorname{tg}\varphi_6 = 0,75; \operatorname{tg}\varphi_8 = 0,83; \operatorname{tg}\varphi_{10} = 0,72; \operatorname{tg}\varphi_{12} = 0,802.$$

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.

В качестве аварийного режима рассмотреть отключение наиболее нагруженной линии (одной цепи)

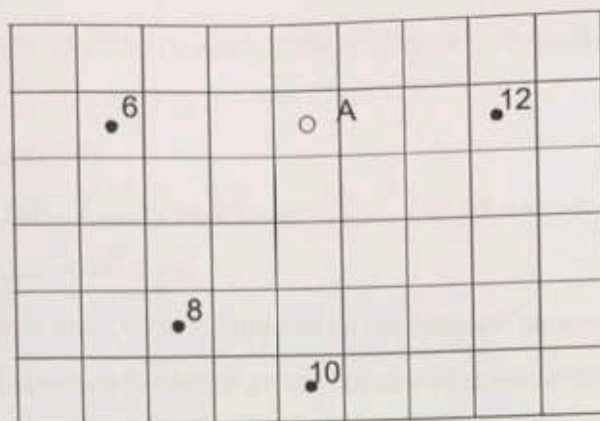


Рис.1. Расположение узлов нагрузки

2. Формирование вариантов схемы РЭС и выбор номинального напряжения сети

Для выполнения данного раздела необходимо ознакомиться с разделом 3.2 части I.

В качестве расчетных выбрали две конфигурации районной электрической сети (рис. 2.1). Для них проводятся приближенные расчеты.

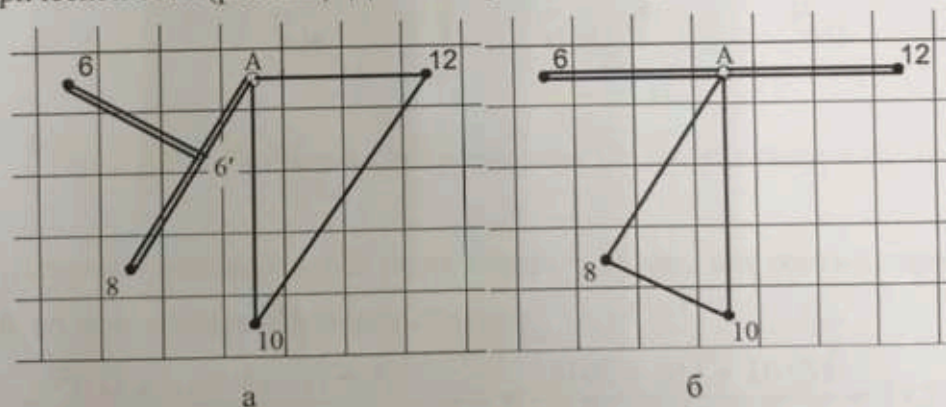


Рис. 2.1. Схемы конфигурации электрической сети

а – вариант 1; б – вариант 2

ВАРИАНТ 1

Для выбранной конфигурации (вариант 1) электрической сети предварительно определим экономически целесообразное напряжение по формуле (3.1) части I. Для этого необходимо определить длины трасс линий

по участкам с учетом заданного масштаба и соответствующие передаваемые мощности.

Длины трасс линий:

$$L_{A-10} = 71,4 \text{ км}; \quad L_{10-12} = 85 \text{ км}; \quad L_{A-12} = 51 \text{ км}; \quad L_{A-6} = 28,9 \text{ км}; \\ L_{6-6} = 47,6 \text{ км}; \quad L_{6-8} = 28,9 \text{ км}$$

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

Расчет начинаем с замкнутого контура (кольца) А-10-12-А. Разрежем его по точке питания А, представим в виде линии с двухсторонним питанием (рис.2.1) и определим соответствующие мощности (рис. 2.1). Задаем точку потокоораздела и направления мощностей. Если при расчете получается отрицательное значение мощности, то надо изменить место точки потокоораздела и направление мощностей.

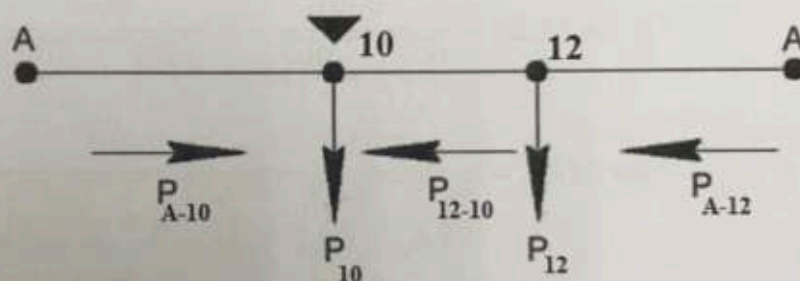


Рис. 2.1. Точка потокоораздела и направление мощностей контура А-10-12-А

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

$$P_{A-10} = \frac{P_{10}(L_{10-12} + L_{A-12}) + P_{12}L_{A-12}}{L_{A-10} + L_{10-12} + L_{A-12}} = \frac{21(85 + 51) + 16 \cdot 51}{71,4 + 85 + 51} = 17,7 \text{ МВт}$$

$$P_{A-12} = \frac{P_{12}(L_{10-12} + L_{A-10}) + P_{10}L_{A-10}}{L_{A-10} + L_{10-12} + L_{A-12}} = \frac{16(85 + 51) + 21 \cdot 51}{71,4 + 85 + 51} = 19,29 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа определим мощность на участке 10-12:

$$P_{12-10} = P_{A-12} - P_{12} = 19,29 - 16 = 3,29 \text{ МВт}$$

В месте присоединения отпайки получаем виртуальную точку 6' и для дальнейших расчетов определяем длины трасс линий по участкам А-6', 6'-6, 6'-8.

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

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии А-6': } P_{A-6'} = \frac{P_6 + P_8}{2} = \frac{19 + 28}{2} = 23,5 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии 6'-6: } P_{6'-6} = \frac{P_6}{2} = \frac{19}{2} = 9,5 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии 6'-8: } P_{6'-8} = \frac{P_8}{2} = \frac{28}{2} = 14 \text{ МВт}$$

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

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном, А-10}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-10}} + \frac{2500}{P_{A-10}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{71,4} + \frac{2500}{17,7}}} = 82,13 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, 10-12}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{10-12}} + \frac{2500}{P_{10-12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{85} + \frac{2500}{3,89}}} = 36,13 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, А-12}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-12}} + \frac{2500}{P_{A-12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{51} + \frac{2500}{19,29}}} = 84,69 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, А-6'}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-6'}} + \frac{2500}{P_{A-6'}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28,9} + \frac{2500}{23,5}}} = 89,91 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, 6'-8}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{6'-8}} + \frac{2500}{P_{6'-8}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28,9} + \frac{2500}{19}}} = 71,45 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, 6'-6}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{6'-6}} + \frac{2500}{P_{6'-6}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{47,6} + \frac{2500}{9,5}}} = 60,44 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, ср}}^3 = \frac{82,13 + 36,13 + 84,69 + 89,91 + 71,45 + 60,44}{6} = 70,8 \text{ кВ}$$

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

ВАРИАНТ 2

Для выбранной конфигурации (вариант 2) электрической сети предварительно определим экономически целесообразное напряжение по формуле (3.1) части I. Для этого необходимо определить длины трасс линий по участкам с учетом заданного масштаба и соответствующие передаваемые мощности.

Длины трасс линий:

$$L_{A-10} = 71,4 \text{ км}; \quad L_{8-10} = 37,4 \text{ км}; \quad L_{A-8} = 57,8 \text{ км}; \quad L_{A-6} = 51 \text{ км}; \\ L_{A-12} = 51 \text{ км}$$

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

Расчет начинаем с замкнутого контура (кольца) А–8–10–А. Разрежем его по точке питания А, представим в виде линии с двухсторонним питанием (рис.2.2) и определим соответствующие мощности (рис. 2.2). Задаем точку потоко раздела и направления мощностей. Если при расчете получается отрицательное значение мощности, то надо изменить место точки потоко раздела и направления мощностей.

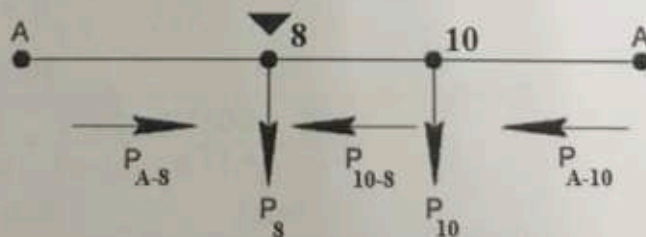


Рис. 2.2. Точка потоко раздела и направление мощностей контура А–8–10–А

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

$$P_{A-8} = \frac{P_B(L_{10-8} + L_{A-10}) + P_{10}L_{A-10}}{L_{A-10} + L_{10-8} + L_{A-8}} = \frac{28(37,4 + 71,4) + 21 \cdot 71,4}{71,4 + 37,4 + 57,8} = 27,28 \text{ МВт}$$

$$P_{A-10} = \frac{P_{10}(L_{10-8} + L_{A-8}) + P_B L_{A-8}}{L_{A-10} + L_{10-8} + L_{A-8}} = \frac{21(37,4 + 57,8) + 28 \cdot 57,8}{71,4 + 37,4 + 57,8} = 24 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа определим мощность на участке 10-12:

$$P_{8-10} = P_{A-10} - P_{10} = 24 - 21 = 3 \text{ МВт}$$

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

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-6: } P_{A-6} = \frac{P_6}{2} = \frac{19}{2} = 9,5 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-12: } P_{A-12} = \frac{P_{12}}{2} = \frac{16}{2} = 8 \text{ МВт}$$

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

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном, А-6}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-6}} + \frac{2500}{P_{A-6}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{51} + \frac{2500}{9,5}}} = 60,52 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, 8-10}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{8-10}} + \frac{2500}{P_{8-10}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{37,4} + \frac{2500}{3}}} = 34,36 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, А-8}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-8}} + \frac{2500}{P_{A-8}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{57,8} + \frac{2500}{27,28}}} = 99,85 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, А-10}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-10}} + \frac{2500}{P_{A-10}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{71,4} + \frac{2500}{24}}} = 94,84 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, А-12}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-12}} + \frac{2500}{P_{A-12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{51} + \frac{2500}{8}}} = 55,70 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном, ср}}^3 = \frac{60,52 + 34,36 + 99,85 + 94,84 + 55,70}{5} = 69,05 \text{ кВ}$$

Исходя из полученных результатов, видно, 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

Для выполнения данного раздела необходимо ознакомиться с разделами 2.2 и 2.3 части I.

Согласно формуле (2.1) части I определим наибольшую суммарную активную мощность, потребляемую в проектируемой сети, зная, что $k_0 = 0,95$, $\Delta P_c = 0,05$:

$$P_{\text{п.нб}} = (k_0 + \Delta P_c)(P_6 + P_8 + P_{10} + P_{12}) = (0,95 + 0,05)(19 + 28 + 21 + 16) = 84 \text{ МВт}$$

Для дальнейших 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:

$$Q_{\text{нб.}i} = P_{\text{нб.}i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i$$

$$S_{\text{нб.}i} = \sqrt{P_{\text{нб.}i}^2 + Q_{\text{нб.}i}^2}$$

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

Для 6-й подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{\text{нб.}6} = P_{\text{нб.}6} \cdot \operatorname{tg} \varphi_6 = 19 \cdot 0,75 = 14,25 \text{ Мвар}$$

для 8, 10, 12-й подстанций:

$$Q_{\text{нб.}8} = P_{\text{нб.}8} \cdot \operatorname{tg} \varphi_8 = 28 \cdot 0,83 = 23,24 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{нб.}10} = P_{\text{нб.}10} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{10} = 21 \cdot 0,72 = 15,12 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{нб.}12} = P_{\text{нб.}12} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{12} = 16 \cdot 0,802 = 12,83 \text{ Мвар}$$

Для 6-й подстанции наибольшая полная нагрузка:

$$S_{нб.6} = \sqrt{P_{нб.6}^2 + Q_{нб.6}^2} = \sqrt{19^2 + 14,25^2} = 23,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

для 8, 10, 12-й подстанций:

$$S_{нб.8} = \sqrt{P_{нб.8}^2 + Q_{нб.8}^2} = \sqrt{28^2 + 23,24^2} = 36,39 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{нб.10} = \sqrt{P_{нб.10}^2 + Q_{нб.10}^2} = \sqrt{21^2 + 15,12^2} = 25,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{нб.12} = \sqrt{P_{нб.12}^2 + Q_{нб.12}^2} = \sqrt{16^2 + 12,83^2} = 20,51 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах воспользуемся формулой (2.4) части I. Так как мы рассматриваем электрическую сеть с одной трансформацией напряжения 110/10 кВ, то $\alpha_{T,i}$ примем равным 1 ($\alpha_{T,i} = 1$):

$$\begin{aligned} \Delta Q_{T,\Sigma} &= 0,1[\alpha_{T,i}(S_{нб.6} + S_{нб.8} + S_{нб.10} + S_{нб.12})] \\ &= 0,1[1(23,75 + 36,39 + 25,88 + 20,51)] = 10,65 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

Суммарную наибольшую реактивную мощность $Q_{п.нб.}$, потребляемую с шин электростанции или районной подстанции (А), являющихся источниками питания для проектируемой сети, определим по формуле (2.3) части I. Для воздушных линий 110 кВ в первом приближении допускается принимать равными потери и генерации реактивной мощности в линиях, т.е. $\Delta Q_L - \Delta Q_{c,i} = 0$.

Отсюда:

$$\begin{aligned} Q_{п.нб.} &= 0,98(Q_{нб.6} + Q_{нб.8} + Q_{нб.10} + Q_{нб.12}) + \Delta Q_{T,\Sigma} = \\ &= 0,98(14,25 + 23,24 + 15,12 + 12,83) + 10,65 = 74,78 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

4. Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств

Для выбора компенсирующих устройств необходимо ознакомиться с разделами 2.3 и 2.4 части I методических указаний. Выбор компенсирующих устройств проводится по двум условиям. Первое условие: необходимо определить мощности конденсаторных батарей по условию баланса реактивной мощности в системе. Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{П.лб} = 74,78 \text{ Мвар}$ сравниваем со значением реактивной мощности Q_c , которую целесообразно получать из системы в проектируемую сеть, удовлетворяющей балансу реактивной мощности в системе:

$$Q_c = P_{П.лб} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A$$

где $P_{П.лб}$ – наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, определена выше; $\operatorname{tg} \varphi_A = 0,363$ указан в задании на курсовой проект (целесообразное значение коэффициента реактивной мощности для получения реактивной мощности из системы – «А»);

$$Q_c = P_{П.лб} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A = 84 \cdot 0,363 = 30,49 \text{ Мвар}$$

При $Q_{П.лб} > Q_c$, в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства, суммарная мощность которых определяется по формуле (2.5) части I:

$$Q_{КС} = Q_{П.лб} - Q_c = 74,78 - 30,49 = 44,29 \text{ Мвар}$$

Второе условие: необходимо определить мощности конденсаторных батарей по условию минимизации приведенных затрат на передачу реактивной мощности с использованием экономического значения $\operatorname{tg} \varphi_{ЭК} =$

0,3. Определим по первому условию мощности (расчетные) конденсаторных установок, предусматриваемых на каждой ПС, используя формулу (2.7) части I:

– для 6-й подстанции:

$$Q_{k,6} = P_{нб.6}(tg\varphi_6 - tg\varphi_A) = 19(0,75 - 0,363) = 7,35 \text{ Мвар}$$

для 8, 10, 12-й подстанций:

$$Q_{k,8} = P_{нб.8}(tg\varphi_8 - tg\varphi_A) = 28(0,83 - 0,363) = 13,08 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,10} = P_{нб.10}(tg\varphi_{10} - tg\varphi_A) = 21(0,72 - 0,363) = 7,5 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,12} = P_{нб.12}(tg\varphi_{12} - tg\varphi_A) = 16(0,802 - 0,363) = 7,02 \text{ Мвар}$$

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

– для 6-й подстанции:

$$Q_{k,6} = P_{нб.6}(tg\varphi_6 - tg\varphi_{\Sigma}) = 19(0,75 - 0,3) = 8,55 \text{ Мвар}$$

для 8, 10, 12-й подстанций:

$$Q_{k,8} = P_{нб.8}(tg\varphi_8 - tg\varphi_{\Sigma}) = 28(0,83 - 0,3) = 14,84 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,10} = P_{нб.10}(tg\varphi_{10} - tg\varphi_{\Sigma}) = 21(0,72 - 0,3) = 8,82 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,12} = P_{нб.12}(tg\varphi_{12} - tg\varphi_{\Sigma}) = 16(0,802 - 0,3) = 8,03 \text{ Мвар}$$

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 равномерной загрузки секций ПС (обмоток НН трансформаторов). Для трансформаторов 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
6	4	УКРМ-10,5-2150-У1
8	4	УКРМ-10,5-3700-У1
10	4	УКРМ-10,5-2200-У1
12	4	УКРМ-10,5-2000-У1

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

– для 6-го узла $Q_{к,6}$: $4 \times \text{УКРМ-10,5-2150} = 8,6$ Мвар

– для 8-го узла $Q_{к,8}$: $4 \times \text{УКРМ-10,5-3700} = 14,8$ Мвар

– для 10-го узла $Q_{k,10}$: $4 \times \text{УКРМ-10,5-2200} = 8,8$ Мвар

– для 12-го узла $Q_{k,12}$: $4 \times \text{УКРМ-10,5-2000} = 8,0$ Мвар

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

$$Q_i = Q_{нб,i} - Q_{k,i}$$

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

$$Q_6 = Q_{нб,6} - Q_{k,6} = 14,25 - 8,6 = 5,65 \text{ Мвар}$$

$$Q_8 = Q_{нб,8} - Q_{k,8} = 23,24 - 14,8 = 8,44 \text{ Мвар}$$

$$Q_{10} = Q_{нб,10} - Q_{k,10} = 15,12 - 8,8 = 6,32 \text{ Мвар}$$

$$Q_{12} = Q_{нб,12} - Q_{k,12} = 12,83 - 8,0 = 4,83 \text{ Мвар}$$

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

$$S_i = P_{нб,i} + jQ_i$$

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

$$S_6 = |P_{нб,6} + jQ_6| = |19 + j5,65| = \sqrt{19^2 + 5,65^2} = 19,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_8 = |P_{нб,8} + jQ_8| = |28 + j8,44| = \sqrt{28^2 + 8,44^2} = 29,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{10} = |P_{нб,10} + jQ_{10}| = |21 + j6,32| = \sqrt{21^2 + 6,32^2} = 21,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{12} = |P_{нб,12} + jQ_{12}| = |16 + j4,83| = \sqrt{16^2 + 4,83^2} = 16,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

5. Выбор силовых трансформаторов понижающих подстанций

Для выбора трансформаторов необходимо ознакомиться с разделом 3.4 части I данных методических указаний.

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

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

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

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

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

$$\text{– для ПС № 6: } S_{\text{расч.тр.6}} = \frac{S_6}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{19,82}{1,1} = 18,02 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{– для ПС № 8: } S_{\text{расч.тр.8}} = \frac{S_8}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{29,24}{1,1} = 26,58 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{– для ПС № 10: } S_{\text{расч.тр.10}} = \frac{S_{10}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{21,93}{1,1} = 19,94 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{– для ПС № 12: } S_{\text{расч.тр.12}} = \frac{S_{12}}{K_{\text{перегр.тр}}} = \frac{16,71}{1,1} = 15,19 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По [4, табл. 5.18] выбираем соответствующие типы трансформаторов. Мощность устанавливаемых на ПС трансформаторов выбираем ближайшую большую или равную расчетной мощности (определенной выше).

Результаты выбора трансформаторов приведены 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
6	19,82	18,02	2×ТРДН-25000/110
8	29,24	26,58	2×ТРДН-40000/110
10	21,93	19,94	2×ТРДН-25000/110
12	16,71	15,19	2×ТРДН-25000/110

Справочные 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·А	25	40
Пределы регулирования на стороне ВН	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{ном.ВН}$, кВ	115	115
$U_{ном.НН}$, кВ	10,5	10,5
$U_{к.ВН-НН}$, %	10,5	10,5
$U_{к.ВН-НН1(ВН-НН2)}$, %	20	20
ΔP_k , кВт	120	170
ΔP_x , кВт	25	34
I_x , %	0,45	0,55

6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи

Для выбора сечений проводов воздушных линий необходимо ознакомиться с разделом 3.4 части I методических указаний.

ВАРИАНТ 1

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

Рассмотрим в начале кольцо А-10-12-А – линию с двухсторонним питанием (А-10-12-А) (рис. 6.1). Наметим точку потокораздела – точку 10 – и направления потоков мощности.

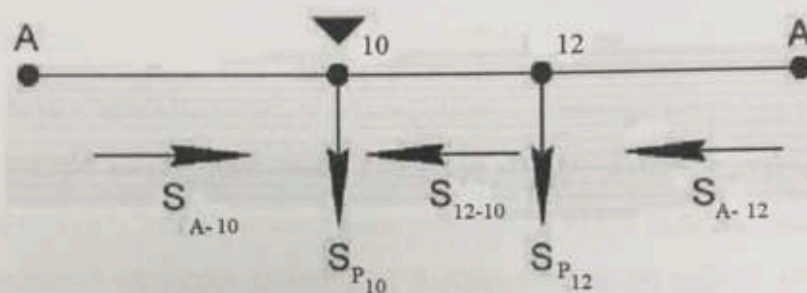


Рис. 6.1

Определим потоки полной мощности по упрощенным формулам по участкам А-10, А-12, 12-10:

$$S_{A-10} = \frac{S_{10}(L_{10-12} + L_{A-12}) + S_{12}L_{A-12}}{L_{A-10} + L_{10-12} + L_{A-12}} = \frac{21,93(85 + 51) + 16,71 \cdot 51}{71,4 + 85 + 51} = 18,25 \text{ МВт}$$

$$S_{A-12} = \frac{S_{12}(L_{10-12} + L_{A-10}) + S_{10}L_{A-10}}{L_{A-10} + L_{10-12} + L_{A-12}} = \frac{16,71(85 + 71,4) + 21,93 \cdot 71,4}{71,4 + 85 + 51} = 19,89 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа определим мощность на участке 12-10:

$$S_{12-10} = S_{10} - S_{A-10} = 21,93 - 18,25 = 3,68 \text{ МВт}$$

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-6', 6'-6, 6'-8 по каждой цепи двухцепных линий:

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии А-6': } S_{A-6'} = \frac{S_6 + S_8}{2} = \frac{19,82 + 29,24}{2} = 24,53 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии 6'-6: } S_{6'-6} = \frac{S_6}{2} = \frac{19,82}{2} = 9,91 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии 6'-8: } S_{6'-8} = \frac{S_8}{2} = \frac{29,24}{2} = 14,62 \text{ МВт}$$

Далее определим расчетную токовую нагрузку по каждой цепи двухцепных линий по формуле:

$$I_p = I_{нб} \alpha_i \alpha_t$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110 – 220 кВ принимается равным 1,05 [4]; α_t – коэффициент, учитывающий заданное число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{\max}$. Выбирается по [4, табл. 3.13] $\alpha_t = 0,8$.

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

$$I_{нб} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

В двухцепной линии ток по каждой цепи:

$$I_{нб} = \frac{S}{2\sqrt{3}U_{ном}}$$

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

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

– В линии А – 10:

$$I_{pA-10} = \frac{S_{A-10}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{18,25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 80,46 \text{ A}$$

– В линии А - 12:

$$I_{pA-12} = \frac{S_{A-12}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{19,89 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 87,69 \text{ A}$$

– В линии 12 - 10:

$$I_{p12-10} = \frac{S_{12-10}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{3,68 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 16,22 \text{ A}$$

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

– В одной цепи линии А - 6':

$$I_{pA-6'} = \frac{S_{A-6'}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{24,53 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 108,15 \text{ A}$$

– В одной цепи линии 6' - 6:

$$I_{p6'-6} = \frac{S_{6'-6}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{9,91 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 43,7 \text{ A}$$

– В одной цепи линии 6' - 8:

$$I_{p6'-8} = \frac{S_{6'-8}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{14,62 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 65,46 \text{ A}$$

По найденным значениям расчетных токов определяем расчетные сечения проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима ($J_3=1,1$, так как $T_{max}=3600$)

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

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

– для одноцепных линий «кольца»:

$$F_{A-10} = \frac{I_{pA-10}}{J_3} = \frac{80,46}{1,1} = 73,15 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-12} = \frac{I_{pA-12}}{J_3} = \frac{87,69}{1,1} = 79,72 \text{ мм}^2$$

$$F_{12-10} = \frac{I_{p12-10}}{J_3} = \frac{16,22}{1,1} = 14,75 \text{ мм}^2$$

– для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-6'} = \frac{I_{pA-6'}}{J_3} = \frac{108,15}{1,1} = 98,32 \text{ мм}^2$$

$$F_{6'-6} = \frac{I_{p6'-6}}{J_3} = \frac{43,7}{1,1} = 39,73 \text{ мм}^2$$

$$F_{6'-8} = \frac{I_{p6'-8}}{J_3} = \frac{65,46}{1,1} = 59,51 \text{ мм}^2$$

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 - 12: АС – 120/19;
- Для А - 10: АС – 120/19;
- Для 12 - 10: АС – 120/19;
- Для А - 6': АС – 120/19;

– Для 6' - 6: AC – 120/19;

– Для 6' - 8: AC – 120/19.

Далее надо провести проверку выбранного сечения по условиям нагрева проводов ВЛ в послеаварийном режиме. Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле:

$$I_p^{\text{авар}} \leq I_{\text{доп}}$$

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-10-12-А):

– при обрыве линии А - 10 (наиболее нагруженной будет линия А - 12):

$$S_{A-12 \text{ авар}} = S_{12} + S_{10} = 16,71 + 21,93 = 38,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-12}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-12 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{38,64 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 170,36 \text{ А}$$

– при обрыве линии А - 12:

$$S_{A-10 \text{ авар}} = S_{10} + S_{12} = 21,93 + 16,71 = 38,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-10 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{38,64 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 170,36 \text{ А}$$

– поток мощности на участке 10-12 или 12-10 принять тот, который получится больше при обрыве линии А-10 или линии А-12:

$$S_{12-10 \text{ авар}} = S_{10} = 21,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p12-10}^{\text{авар}} = \frac{S_{12-10 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_l \alpha_t = \frac{21,93 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 96,69 \text{ A}$$

Затем, рассмотрим двухцепные линии А-6', 6'-6, 6'-8:

– обрыв одной цепи линии А-6':

$$S_{A-6' \text{ авар}} = S_B + S_6 = 29,24 + 19,82 = 49,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-6'}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-6' \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_l \alpha_t = \frac{49,06 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 216,3 \text{ A}$$

– обрыв одной цепи линии 6'-6:

$$S_{6'-6 \text{ авар}} = S_6 = 19,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p6'-6}^{\text{авар}} = \frac{S_{6'-6 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_l \alpha_t = \frac{19,82 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 87,38 \text{ A}$$

– обрыв одной цепи линии 6'-8:

$$S_{6'-8 \text{ авар}} = S_B = 29,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p6'-8}^{\text{авар}} = \frac{S_{6'-8 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_l \alpha_t = \frac{29,24 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 128,92 \text{ A}$$

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 - 12: $170,36 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС-120/19;
- Для А - 10: $170,36 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС-120/19;
- Для 12 - 10: $96,69 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС-120/19;
- Для А - 6': $216,3 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС-120/19;

– Для 6' - 6: $87,38 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ для АС-120/19;

– Для 6' - 8: $128,92 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ A}$ 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	A-12	A-10	12-10	A - 6'	6' - 6	6' - 8
$I_{p,i}, \text{A}$	87,69	80,46	16,22	108,15	43,7	65,46
Марка провода	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19
$I_{p,i}^{\text{авар}}, \text{A}$	170,36	170,36	96,69	216,3	87,38	128,92
$I_{\text{доп},i}, \text{A}$	390	390	390	390	390	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.

Рассмотрим в начале кольцо А-8-10-А – линию с двухсторонним питанием (А-8-10-А) (рис. 6.2). Наметим точку потокораздела – точку 8 – и направления потоков мощности.

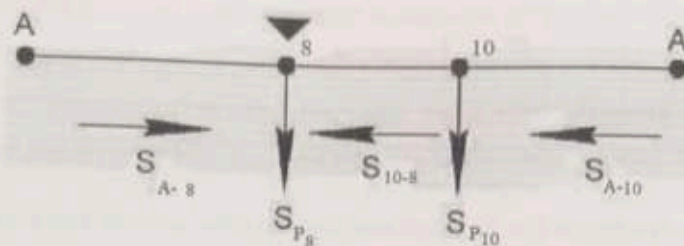


Рис. 6.2

Определим потоки полной мощности по упрощенным формулам по участкам А-8, А-10, 10-8:

$$S_{A-8} = \frac{S_8(L_{8-10} + L_{A-10}) + S_{10}L_{A-10}}{L_{A-8} + L_{8-10} + L_{A-10}} = \frac{29,24(37,4 + 71,4) + 21,93 \cdot 71,4}{57,8 + 37,4 + 71,4} = 28,49 \text{ МВт}$$

$$S_{A-10} = \frac{S_{10}(L_{8-10} + L_{A-8}) + S_8L_{A-8}}{L_{A-8} + L_{8-10} + L_{A-10}} = \frac{21,93(37,4 + 57,8) + 29,24 \cdot 57,8}{57,8 + 37,4 + 71,4} = 22,68 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа определим мощность на участке 10-8:

$$S_{10-8} = S_8 - S_{A-8} = 29,24 - 28,49 = 0,75 \text{ МВт}$$

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-6, А-12 по каждой цепи двухцепных линий:

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-6: } S_{A-6} = \frac{S_6}{2} = \frac{19,82}{2} = 9,91 \text{ МВт}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-12: } S_{A-12} = \frac{S_{12}}{2} = \frac{16,71}{2} = 8,36 \text{ МВт}$$

Далее определим расчетную токовую нагрузку по каждой цепи двухцепных линий по формуле:

$$I_p = I_{н6} \alpha_t \alpha_t$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110 – 220 кВ принимается равным 1,05 [4]; α_t – коэффициент, учитывающий заданное число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{\max}$. Выбирается по [4, табл. 3.13] $\alpha_t = 0,8$.

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

$$I_{\text{нб}} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}$$

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

В двухцепной линии ток по каждой цепи:

$$I_{\text{нб}} = \frac{S}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}}$$

где S – полная мощность, передаваемая по линии.

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

– В линии А – 8:

$$I_{\text{рА-8}} = \frac{S_{\text{А-8}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{28,49 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 125,61 \text{ А}$$

– В линии А – 10:

$$I_{\text{рА-10}} = \frac{S_{\text{А-10}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{22,68 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 100 \text{ А}$$

– В линии 10- 8:

$$I_{\text{р10-8}} = \frac{S_{\text{10-8}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{0,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 3,31 \text{ А}$$

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

– В одной цепи линии А - 12:

$$I_{pA-12} = \frac{S_{A-12}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{8,36 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 36,86 \text{ A}$$

– В одной цепи линии А-6:

$$I_{pA-6} = \frac{S_{A-6}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{9,91 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 43,7 \text{ A}$$

По найденным значениям расчетных токов определяем расчетные сечения проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима ($J_{\Sigma}=1,1$, так как $T_{max}=3600$)

$$F_l = \frac{I_p}{J_{\Sigma}}$$

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

– для одноцепных линий «кольца»:

$$F_{A-8} = \frac{I_{pA-8}}{J_{\Sigma}} = \frac{125,61}{1,1} = 114,2 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-10} = \frac{I_{pA-10}}{J_{\Sigma}} = \frac{100}{1,1} = 90,91 \text{ мм}^2$$

$$F_{10-8} = \frac{I_{p10-8}}{J_{\Sigma}} = \frac{3,31}{1,1} = 3,01 \text{ мм}^2$$

– для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-12} = \frac{I_{pA-12}}{J_{\Sigma}} = \frac{38,86}{1,1} = 33,51 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-6} = \frac{I_{pA-6}}{J_{\Sigma}} = \frac{43,7}{1,1} = 39,73 \text{ мм}^2$$

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 - 8: АС – 120/19;
- Для А - 10: АС – 120/19;
- Для 10 - 8: АС – 120/19;
- Для А - 6: АС – 120/19;
- Для А-12: АС – 120/19.

Далее надо провести проверку выбранного сечения по условиям нагрева проводов ВЛ в послеаварийном режиме. Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле:

$$I_p^{\text{авар}} \leq I_{\text{доп}}$$

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-8-10-А):

- при обрыве линии А - 8 (наиболее нагруженной будет линия А - 10):

$$S_{\text{А-10 авар}} = S_{10} + S_8 = 21,93 + 29,24 = 51,17 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{рА-10}}^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{А-10 авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_l \alpha_t = \frac{51,17 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 225,6 \text{ А}$$

– при обрыве линии А - 10:

$$S_{A-8 \text{ авар}} = S_8 + S_{10} = 29,24 + 21,93 = 51,17 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{рА-8 авар}} = \frac{S_{A-8 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{51,17 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 225,6 \text{ А}$$

– поток мощности на участке 8-10 или 10-8 принять тот, который получится больше при обрыве линии А-8 или линии А-10:

$$S_{10-8 \text{ авар}} = S_8 = 29,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{р10-8 авар}} = \frac{S_{10-8 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{29,24 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 128,9 \text{ А}$$

Затем рассмотрим двухцепные линии А-12, А-6:

– обрыв одной цепи линии А-12:

$$S_{A-12 \text{ авар}} = S_{12} = 16,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{рА-12 авар}} = \frac{S_{A-12 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{16,71 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 73,67 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии А-6:

$$S_{A-6 \text{ авар}} = S_6 = 19,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{\text{рА-6 авар}} = \frac{S_{A-6 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{19,82 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 87,38 \text{ А}$$

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 - 8: $225,6 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;

– Для А - 10: $225,6 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;

– Для 10 - 8: $128,9 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;

– Для А - 12: $73,67 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС-120/19;

– Для А- 6: $87,38 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ 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. 6.2.

Таблица 6.2

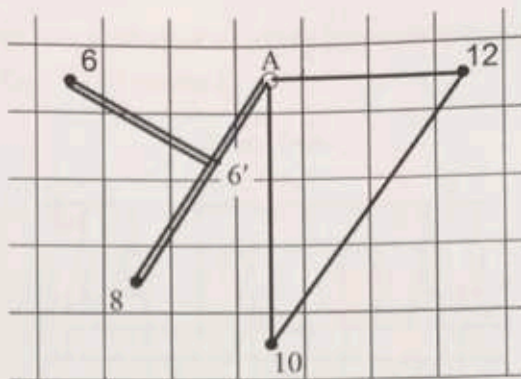
Линия	А-10	А-8	10-8	А - 12	А-6
$I_{p,l}, \text{ А}$	100	125,61	3,31	36,86	43,7
Марка провода	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19
$I_{p,l}^{\text{авар}}, \text{ А}$	225,6	225,6	128,9	73,67	87,38
$I_{\text{доп},l}, \text{ А}$	390	390	390	390	390

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

Для выбора схем необходимо ознакомиться с разделом 3.3 части I методических указаний.

ВАРИАНТ I



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

Для ПС № 10 и 12 выбирают схему «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» № 5Н (рис. 3.6 части I).

Схема «5Н»

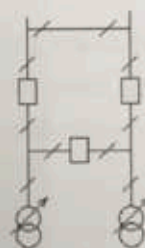


Рис. 3.6

Для ПС № 6 и 8 выбирают схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н (рис. 3.5 части I).

Схема «4Н»

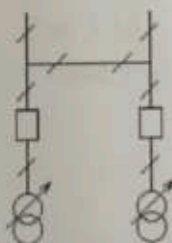


Рис. 3.5

Для центра питания А выбирают схему «две рабочие и одна обходная системы шин» №13Н (рис. 3.10 части I).

Схема «13Н»

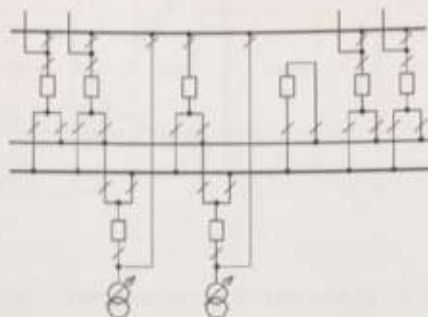


Рис. 3.10

7.2. Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 6, 8, 10, 12 применяют схемы 10(6)–2 - две одиночные, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН (рис. 3.12 части I).

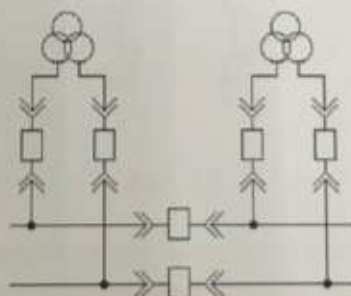
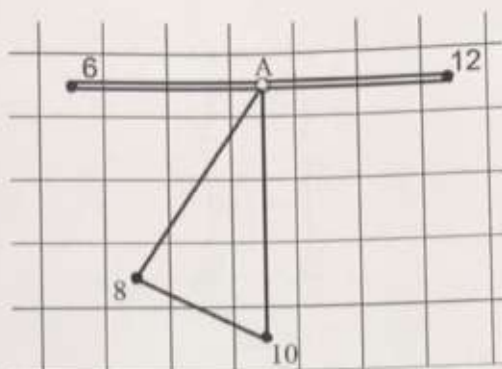


Рис.3.12.

Схема 10(6) – 2

ВАРИАНТ 2



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

Для ПС № 6 и 12 выбирают схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н (рис. 3.5 части I).

Схема «4Н»

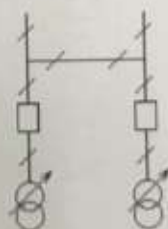


Рис. 3.5

Для ПС № 10 и 8 выбирают схему «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» № 5Н (рис. 3.6 части I).

Схема «5Н»

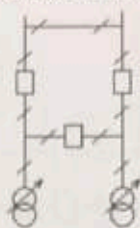


Рис. 3.6

Для центра питания А выбирают схему «две рабочие и одна обходная системы шин» №13Н (рис. 3.10 части I).

Схема «13Н»

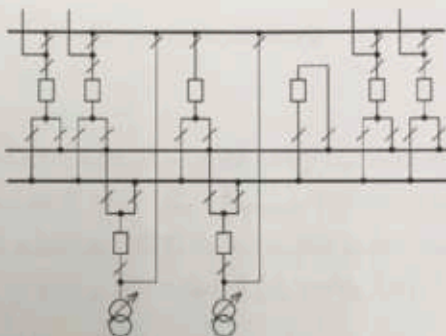


Рис. 3.10

7.2. Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 6, 8, 10, 12 применяют схемы 10(6)–2 - две одиночные, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этих подстанциях установлены по два трансформатора с расщепленной обмоткой НН (рис. 3.12 части I).

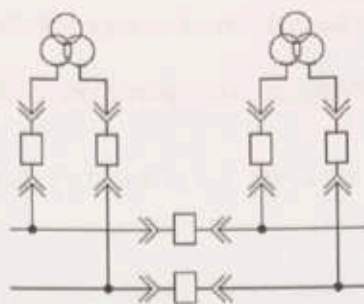


Рис.3.12.
Схема 10(6) – 2

8. Расчет технико-экономических показателей районной электрической сети

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 2020 год $K_{\text{пересч}} = 6,0$), используя [4, табл.7.4]:

– для двухцепных ВЛ :

$$K_{A-6} = 28,9 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,99 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{6-6} = 47,6 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,28 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{6-8} = 28,9 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,99 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

– для одноцепных ВЛ «кольца»:

$$K_{A-10} = 71,4 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,64 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{10-12} = 85 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 4,34 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-12} = 51 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,6 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (1,99 + 3,28 + 1,99 + 3,64 + 4,34 + 2,6) \cdot 10^8 = 17,84 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

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

$$K_T = K_{\text{ПЕРЕСЧ}} \cdot \sum_1^4 K_{\text{ТРИ}} = 6,0 \cdot (5,5 \cdot 10^6 + 5,5 \cdot 10^6 + 7,3 \cdot 10^6 + 5,5 \cdot 10^6) = \\ = 142,8 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

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

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс.руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ-10,5-2150-У1	750	4	3000
УКРМ-10,5-3700-У1	1125	4	4500
УКРМ-10,5-2200-У1	750	4	3000
УКРМ-10,5-2000-У1	750	4	3000

В сумме : $K_{\text{КУ}} = 1,35 \cdot 10^7$ 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	$30000 \cdot 6,0 = 180000$	$9000 \cdot 6,0 = 54000$	10, 12	468000

стороны линий				
РУ-110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	$15200 \cdot 6,0 =$ $= 91200$	$9000 \cdot 6,0 =$ $= 54000$	6, 8	290400
РУ 110 кВ. Линейные ячейки с элегазовыми выключателями	$(7300 \cdot 8) \cdot 6,0 =$ $= 350400$	$12250 \cdot 6,0 =$ $= 73500$	A	423900

В сумме : $K_{рувн} = 11,82 \cdot 10^8$ руб

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

На каждой из ПС с трансформаторами ТРДН должны быть предусмотрены: четыре вводные ячейки, одна с секционным выключателем, одна 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 28 ячеек РУ НН для каждой ПС определим, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{рунн} = 6,0 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 1,075 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = K_{рувн} + K_{рунн} = 11,82 \cdot 10^8 + 1,075 \cdot 10^8 = 12,895 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K = K_{лэп} + K_T + K_{ку} + K_{ру}$$

$$K_{(1)} = 17,84 \cdot 10^8 + 142,8 \cdot 10^6 + 1,35 \cdot 10^7 + 12,895 \cdot 10^8 = 3,23 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

$$\Delta W_T = \Delta P_x \cdot 8760 + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{ПС}}/2}{S_{\text{ном.тр.}}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАХ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

где $T_{\text{МАХ}}=5100$ ч время, в течение которого используется максимум нагрузки:

$$\Delta W_{T8} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{29,34/2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 344,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T6} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{19,82/2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 257,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T10} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{21,93/2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 266,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T12} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{16,71/2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 246,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2(344,8 + 257,7 + 266,4 + 246,5) = 2,23 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-10} = \left(\frac{18,25}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 71,4 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 984,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{10-12} = \left(\frac{3,68}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 85 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 46,63 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12} = \left(\frac{19,89}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 51 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 834,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-6} = \left(\frac{24,53}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 28,9 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 719,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{6-6} = \left(\frac{9,91}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 47,6 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 193,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{лэп}}^{6-8} = \left(\frac{14,62}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 28,9 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 254,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{лэп}}^{\Sigma} = 984,1 + 46,63 + 834,9 + 719,6 + 193,4 + 254,9 = 4,03 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость электроэнергии на сегодняшний день составляет 3,52 руб/кВт·ч. Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле

$$И_{\Delta W} = 3,52 \cdot (\Delta W_{\text{лэп}}^{\Sigma} + \Delta W_{\text{тр}}^{\Sigma})$$

$$И_{\Delta W(1)} = 3,52 \cdot (4,03 \cdot 10^3 + 2,23 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 2,2 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Проведём аналогичные расчёты для второго варианта конфигурации сети.

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 2020 год $K_{\text{пересч}} = 6,0$), используя [4, табл.7.4]:

– для двухцепных ВЛ:

$$K_{A-6} = 51 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,52 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-12} = 51 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,52 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

– для одноцепных ВЛ «кольца»:

$$K_{A-8} = 57,8 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,95 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{8-10} = 37,4 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,92 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-10} = 71,4 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,64 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{лэп}} = (3,52 + 3,52 + 2,95 + 1,92 + 3,64) \cdot 10^8 = 15,55 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

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

$$K_T = K_{\text{пересч}} \cdot \sum_1^4 K_{\text{Тр1}} = 6,0 \cdot (5,5 \cdot 10^6 + 5,5 \cdot 10^6 + 7,3 \cdot 10^6 + 5,5 \cdot 10^6) = \\ = 142,8 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

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

Таблица 8.1

Марка	Стоимость, тыс.руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс. руб.
УКРМ-10,5-2150-У1	750	4	3000
УКРМ-10,5-3700-У1	1125	4	4500
УКРМ-10,5-2200-У1	750	4	3000
УКРМ-10,5-2000-У1	750	4	3000

В сумме : $K_{\text{ку}} = 1,35 \cdot 10^7$ 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	$30000 \cdot 6,0 = 180000$	$9000 \cdot 6,0 = 54000$	8, 10	468000
РУ-110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со	$15200 \cdot 6,0 = 91200$	$9000 \cdot 6,0 = 54000$	6, 12	290400

стороны линий				
РУ 110 кВ. Линейные ячейки с элегазовыми выключателями	$(7300 \cdot 8) \cdot 6,0 =$ $= 350400$	$12250 \cdot 6,0 =$ $= 73500$	А	423900

В сумме : $K_{рувн} = 11,82 \cdot 10^8$ руб

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

На каждой из ПС с трансформаторами ТРДН должны быть предусмотрены: четыре вводные ячейки, одна с секционным выключателем, одна 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 28 ячеек РУ НН для каждой ПС определим, используя [4, табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{рунн} = 6,0 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 4) = 1,075 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{ру} = K_{рувн} + K_{рунн} = 11,82 \cdot 10^8 + 1,075 \cdot 10^8 = 12,895 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K = K_{лэп} + K_T + K_{ку} + K_{ру}$$

$$K_{(1)} = 15,55 \cdot 10^8 + 142,8 \cdot 10^6 + 1,35 \cdot 10^7 + 12,895 \cdot 10^8 = 3,0 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

$$\Delta W_T = \Delta P_x \cdot 8760 + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{пс}/2}{S_{ном.тр.}} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

где $T_{MAX}=5100$ ч время, в течение которого используется максимум нагрузки:

$$\Delta W_{T8} = 0,034 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{29,34/2}{40}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 344,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T6} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{19,82/2}{25}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 257,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T10} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{21,93/2}{25}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 266,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T12} = 0,025 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{16,71/2}{25}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 246,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2(344,8 + 257,7 + 266,4 + 246,5) = 2,23 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-6} = \left(\frac{9,91}{110}\right)^2 \cdot 0,244 \cdot 51 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 207,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-12} = \left(\frac{8,36}{110}\right)^2 \cdot 0,244 \cdot 51 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 147,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-8} = \left(\frac{28,49}{110}\right)^2 \cdot 0,244 \cdot 57,8 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1941,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-10} = \left(\frac{22,68}{110}\right)^2 \cdot 0,244 \cdot 71,4 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1519,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{B-10} = \left(\frac{0,75}{110}\right)^2 \cdot 0,244 \cdot 37,4 \cdot \left(0,124 + \frac{3600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 0,87 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} = 207,3 + 147,5 + 1941,4 + 1519,4 + 0,87 = 3,82 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость электроэнергии на сегодняшний день составляет 3,52 руб/кВт·ч. Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле

$$И_{\Delta W} = 3,52 \cdot (\Delta W_{лэп}^{\Sigma} + \Delta W_{тр}^{\Sigma})$$

$$И_{\Delta W(1)} = 3,52 \cdot (3,82 \cdot 10^3 + 2,23 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 2,1 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Сравним экономическую эффективность обоих вариантов.

Объём реализованной продукции:

$$Q_p = T_{MAX} \cdot \sum P \cdot 3,25 = 3600 \cdot (19 + 28 + 21 + 16) \cdot 3,52 \cdot 10^3 = \\ = 1,06 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

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

$$И_{АРО(1)} = 3,23 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 9,04 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{АРО(2)} = 3,0 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 8,4 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

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

Суммарные издержки определяем по формуле $И_{\Sigma} = И_{АРО} + И_{\Delta W}$

$$И_{\Sigma(1)} = 9,04 \cdot 10^7 + 2,2 \cdot 10^7 = 11,24 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$И_{\Sigma(2)} = 8,4 \cdot 10^7 + 2,1 \cdot 10^7 = 10,5 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$\Pi_1 = 2,005 \cdot 10^9 - 11,24 \cdot 10^7 = 1,8926 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 2,005 \cdot 10^9 - 10,5 \cdot 10^7 = 1,9 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Налог на прибыль принимаем 20 % на 2011 г.:

$$Н_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 1,8926 \cdot 10^9 = 0,3785 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$H_2 = 0,2 \cdot P_2 = 0,2 \cdot 1,9 \cdot 10^9 = 0,38 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле:

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

$$P_1 = \frac{2,005 \cdot 10^9 - 0,1124 \cdot 10^9 - 0,3785 \cdot 10^9}{3,23 \cdot 10^9} = 0,4688$$

$$P_2 = \frac{2,005 \cdot 10^9 - 0,105 \cdot 10^9 - 0,38 \cdot 10^9}{3,0 \cdot 10^9} = 0,5067$$

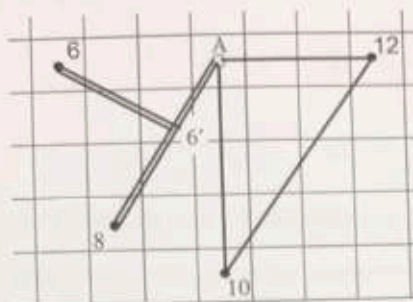
т.е. рентабельность второго варианта выше, чем первого.

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

$$T_{ок1} = \frac{3,23 \cdot 10^9}{1,8926 \cdot 10^9 + 0,1124 \cdot 10^9} = 1,61 \approx 2 \text{ года}$$

$$T_{ок2} = \frac{3,0 \cdot 10^9}{1,9 \cdot 10^9 + 0,105 \cdot 10^9} = 1,496 \approx 1 \text{ год}$$

ВАРИАНТ 1



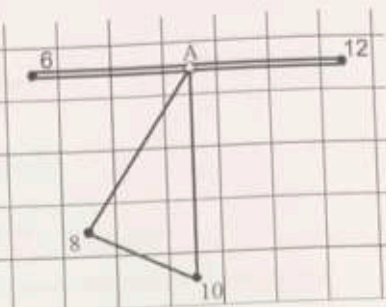
$$K_1 = 3,23 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

$$П_1 = 1,8926 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$P_1 = 0,4688$$

$$T_{OK1} = 1,61 \approx 2 \text{ года}$$

ВАРИАНТ 2



$$K_2 = 3,0 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

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

$$P_2 = 0,5061$$

$$T_{OK2} = 1,496 \approx 1 \text{ год}$$

Так как в качестве критерий сравнения были взяты капиталовложения, прибыль, рентабельность и 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 вариант № 2.

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 по формуле:

$$S_{расч,i} = S_{н,i} + \Delta S_i - j(Q_c^n + Q_c^k)$$

где $S_{н,i}$ – 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^n, Q_c^k – генерируемые реактивные мощности линий, подходящих к узлу, Мвар.

Емкостные мощности линий Q_c^n, Q_c^k определяются по номинальным напряжениям:

$$Q_c^n = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b_d$$

$$Q_c^k = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b_d$$

где b – емкостная проводимость линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость определяется следующим образом:

$$b_d = b_0 \cdot L_d$$

Для параллельных линий емкостная проводимость определяется следующим образом:

$$b_d = 2b_0 \cdot L_d$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость линии (выбирается по [4, табл. 3.8], исходя из марки провода), См/км; L_d – длина линии, км.

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

$$\Delta P_i = \Delta P_x + \frac{\Delta P_k \cdot S_i^2}{S_{\text{ном}}^2}$$

$$\Delta Q_i = \frac{I_{x\%} \cdot S_{\text{ном}}}{100} + \frac{u_{k\%} \cdot S_i^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}$$

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

$\Delta P_x, I_{x\%}, u_{k\%}, \Delta P_k, S_{\text{ном}}$ – справочные данные [4 и ГОСТ].

Потери полной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta S_i = \Delta P_i + jQ_i$$

Для ПС № 8 (2×ТРДН-40000/110):

$$\Delta P_8 = 34 \cdot 10^3 + \frac{170 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{29,24}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,06 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_8 = \frac{0,55 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{29,24}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 0,78 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_8 = (0,06 + j0,78) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №6 (2×ТРДН-25000/110):

$$\Delta P_6 = 25 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{19,82}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,04 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_6 = \frac{0,45 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{19,82}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,53 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_6 = (0,04 + j0,53) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №10 (2×ТРДН-25000/110):

$$\Delta P_{10} = 25 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{21,93}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,05 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{10} = \frac{0,45 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{21,93}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,62 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{10} = (0,05 + j0,62) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №12 (2×ТРДН-25000/110):

$$\Delta P_{12} = 25 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{16,71}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,04 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{0,45 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{16,71}{2} \cdot 10^6 \right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,41 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{12} = (0,04 + j0,41) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Определим расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

$$S_{\text{расч.}i} = \frac{S_{\text{н.}i}}{2} + \Delta S_i - jQ_c^n = S_{\text{н.}i} + \Delta S_i - j\frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot L$$

$$S_{\text{расч.6}} = \frac{S_{\text{н.6}}}{2} + \Delta S_6 - jQ_{cA-6}^n = \frac{S_{\text{н.6}}}{2} + \Delta S_6 - j\frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0A-6} \cdot L_{A-6}$$

$$S_{\text{расч.6}} = \frac{19 + j5,65}{2} + 0,04 + j0,53 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,658 \cdot 51 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (9,54 + j2,54) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.12}} = \frac{S_{\text{н.12}}}{2} + \Delta S_{12} - jQ_{cA-12}^n = \frac{S_{\text{н.12}}}{2} + \Delta S_{12} - j\frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0A-12} \cdot L_{A-12}$$

$$S_{\text{расч.12}} = \frac{16 + j4,83}{2} + 0,04 + j0,41 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,658 \cdot 51 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (8,04 + j2,01) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.8}} = S_{\text{н.8}} + \Delta S_8 - j(Q_{cA-8}^n + Q_{c8-10}^n) =$$

$$= S_{\text{н.8}} + \Delta S_8 - j\frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 \cdot (b_{0A-8} \cdot L_{A-8} + b_{08-10} \cdot L_{8-10})$$

$$S_{\text{расч.8}} = 28 + j8,44 + 0,06 + j0,78 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (2,658 \cdot 57,8 + 2,658 \cdot 37,4) \cdot 10^{-6} =$$

$$= (28,06 + j7,69) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.10}} = S_{\text{н.10}} + \Delta S_{10} - j(Q_{cA-10}^n + Q_{c10-8}^n) =$$

$$= S_{\text{н.10}} + \Delta S_{10} - j\frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 \cdot (b_{0A-10} \cdot L_{A-10} + b_{010-8} \cdot L_{10-8})$$

$$S_{\text{расч.10}} = 21 + j6,32 + 0,05 + j0,62 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot (2,658 \cdot 71,4 + 2,658 \cdot 37,4) \cdot 10^{-6} =$$

$$= (21,05 + j5,19) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Вариант 2

Таблица 9.1

Линия	Марка провода	$z_d = (r_0 + jx_0) \cdot L_d, \text{ Ом}$
-------	---------------	--

A-12	AC-120/19	$z_{A-12} = (0,244 + j0,427) \cdot 51 = 12,4 + j21,78$
A-6	AC-120/19	$z_{A-6} = (0,244 + j0,427) \cdot 51 = 12,4 + j21,78$
A-8	AC-120/19	$z_{A-8} = (0,244 + j0,427) \cdot 57,8 = 14,1 + j24,7$
8-10	AC-120/19	$z_{8-10} = (0,244 + j0,427) \cdot 37,4 = 9,1 + j16$
A-10	AC-120/19	$z_{A-10} = (0,244 + j0,427) \cdot 71,4 = 17,4 + j30,5$

Рассмотрим двухцепные линии A-12, A-6:

Для линии A-12:

$$S_{A-12}^K = S_{p12} = (8,04 + j2,01) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{zA-12} = \frac{(P_{A-12}^K)^2 + (Q_{A-12}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{A-12} = \frac{8,04^2 + 2,01^2}{110^2} \cdot (12,4 + j21,78) =$$

$$= (0,07 + j0,13) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-12}'' = S_{A-12}^K + \Delta S_{zA-12} - j \frac{1}{2} Q_{A-12} = S_{A-12}^K + \Delta S_{zA-12} - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{A-12}$$

$$S_{A-12}'' = 8,04 + j2,01 + 0,07 + j0,13 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 51 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (8,11 + j1,32) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии A-6:

$$S_{A-6}^K = S_{p6} = (9,54 + j2,54) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{zA-6} = \frac{(P_{A-6}^K)^2 + (Q_{A-6}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{A-6} = \frac{9,54^2 + 2,54^2}{110^2} \cdot (12,4 + j21,78) =$$

$$= (0,1 + j0,18) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-6}'' = S_{A-6}^K + \Delta S_{zA-6} - j \frac{1}{2} Q_{A-6} = S_{A-6}^K + \Delta S_{zA-6} - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0,A-6} \cdot L_{A-6}$$

$$S_{A-6}'' = 9,54 + j2,54 + 0,1 + j0,18 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 51 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (9,64 + j1,9) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Рассмотрим «кольцо» А-8-10-А (см. рис. 6.1).

На 1-м этапе определим потоки мощности (без учета потерь мощности) с помощью выражения:

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

определим приближенное потокораспределение в кольце (без учета потерь мощности) для соответствующих линий:

$$S_{A-8} = \frac{S_{p8}(z_{8-10}^* + z_{A-10}^*) + S_{p10}z_{A-8}^*}{z_{A-8}^* + z_{8-10}^* + z_{A-10}^*}$$

$$S_{A-8} = \frac{(28,06 + j7,69)(9,1 - j16 + 17,4 - j30,5) + (21,05 + j5,19)(17,4 - j30,5)}{14,1 - j24,7 + 9,1 - j16 + 17,4 - j30,5} =$$

$$= 27,3 + j7,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-10} = \frac{S_{p10}(z_{8-10}^* + z_{A-8}^*) + S_{p8}z_{A-10}^*}{z_{A-8}^* + z_{8-10}^* + z_{A-10}^*}$$

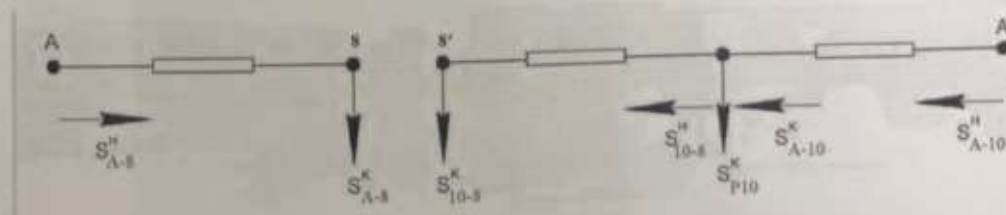
$$S_{A-10} = \frac{(21,05 + j5,19)(9,1 - j16 + 14,1 - j24,7) + (28,06 + j7,69)(14,1 - j24,7)}{14,1 - j24,7 + 9,1 - j16 + 17,4 - j30,5} =$$

$$= 21,8 + j5,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По первому закону Кирхгофа определим распределение полной мощности в линии 10-8:

$$S_{10-8} = S_{A-10} - S_{p10} = 21,8 + j5,6 - (21,05 + j5,19) = 0,75 + j0,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

На 2-м этапе проведем расчет с учетом потерь мощности. Разрежем линию с двухсторонним питанием в узле 3 (по точке потокораздела) и представим в виде двух независимых линий с односторонним питанием, напряжения у которых по концам равны, т.е. отсутствует падение напряжения (рис. 9.1). Расчет проводим от концов линий к началу (от т. 8 к т. А, от т. 8' к т. 10 и от т. 10 к т. А)



Нагрузки в узлах 8 и 8' равны:

$$S_{A-8}^K = S_{A-8} = (27,3 + j7,24) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Потери мощности в линии А-8:

$$\Delta S_{\Sigma A-8} = \frac{(P_{A-8}^K)^2 + (Q_{A-8}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{A-8} = \frac{27,3^2 + 7,24^2}{110^2} \cdot (14,1 + j24,7) =$$
$$= (0,93 + j1,63) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-8}^H = S_{A-8}^K + \Delta S_{\Sigma A-8} - j \frac{1}{2} Q_{A-8} = S_{A-8}^K + \Delta S_{\Sigma A-8} - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0 A-8} \cdot L_{A-8}$$

$$S_{A-8}^H = 27,3 + j7,24 + 0,93 + j1,63 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 57,8 \cdot 10^{-6} =$$
$$= (28,23 + j7,94) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-10:

$$S_{A-10}^K = S_{A-10} = (21,8 + j5,6) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{\Sigma A-10} = \frac{(P_{A-10}^K)^2 + (Q_{A-10}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{A-10} = \frac{21,8^2 + 5,6^2}{110^2} \cdot (17,4 + j30,5) =$$
$$= (0,73 + j1,28) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-10}^H = S_{A-10}^K + \Delta S_{\Sigma A-10} - j \frac{1}{2} Q_{A-10} = S_{A-10}^K + \Delta S_{\Sigma A-10} - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0 A-10} \cdot L_{A-10}$$

$$S_{A-10}^H = 21,8 + j5,6 + 0,73 + j1,28 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 71,4 \cdot 10^{-6} =$$
$$= (22,53 + j5,73) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 8-10:

$$S_{8-10}^K = S_{8-10} = (0,75 + j0,41) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{\Sigma 8-10} = \frac{(P_{8-10}^K)^2 + (Q_{8-10}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{8-10} = \frac{0,75^2 + 0,41^2}{110^2} \cdot (9,1 + j16) =$$
$$= (0,00055 + j0,00096) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{8-10}^H = S_{8-10}^K + \Delta S_{z,8-10} - j \frac{1}{2} Q_{8-10} = S_{8-10}^K + \Delta S_{z,8-10} - j \frac{1}{2} U_{ном}^2 \cdot b_{0,8-10} \cdot L_{8-10}$$

$$S_{8-10}^H = 0,75 + j0,41 + 0,00055 + j0,00096 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 37,4 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (0,75 + j0,19) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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 № 12:

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

$$U_{12} = 116 - \frac{8,11 \cdot 0,244 \cdot 51 + 1,32 \cdot 0,427 \cdot 51}{116} = 114,9 \text{ кВ}$$

Для ПС № 6:

$$U_6 = U_{A \max} - \frac{P_{A-6}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-6} + Q_{A-6}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-6}}{U_{A \max}};$$

$$U_6 = 116 - \frac{9,64 \cdot 0,244 \cdot 51 + 1,9 \cdot 0,427 \cdot 51}{116} = 114,6 \text{ кВ}$$

Для ПС № 8:

$$U_8 = U_{A \max} - \frac{P_{A-8}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-8} + Q_{A-8}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-8}}{U_{A \max}};$$

$$U_8 = 116 - \frac{28,23 \cdot 0,244 \cdot 57,8 + 7,94 \cdot 0,427 \cdot 57,8}{116} = 110,9 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10:

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

$$U_{10} = 116 - \frac{22,53 \cdot 0,244 \cdot 71,4 + 5,73 \cdot 0,427 \cdot 71,4}{116} = 111,1 \text{ кВ}$$

9.2.2. Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме

Для расчета регулирования напряжения в сети необходимо ознакомиться с разделом 5 настоящих методических указаний.

Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения для каждого из трансформаторов с расщепленными обмотками типа ТРДН для подстанций 6,8,10 и 12 Ун, определяется по формуле:

$$U'_n = \frac{U_n}{2} + \sqrt{\frac{U_n^2}{4} - \left[\left(P'_n R_{тв} + \frac{P'_n}{2} R_{тн} \right) + \left(Q'_n X_{тв} + \frac{Q'_n}{2} X_{тн} \right) \right]}$$

где P'_n, Q'_n – 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:

$$P'_n = \frac{P_n}{2} + \Delta P_T - \Delta P_{хх}$$

$$Q'_n = \frac{Q_n}{2} + \Delta Q_T - \Delta Q_{хх}$$

$$R_{тв} = \frac{\Delta R_{к.ВН-НН} \cdot U_{ном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2}$$

$$R_{тн1} = R_{тн2} = 2R_{тв}$$

$$X_{тв} = \frac{u_{к.ВН-НН} \cdot U_{ном}^2}{100S_{ном}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4} \right)$$

где:

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{к.ВН-НН1}}{u_{к.ВН-НН}} - 1 \right)$$

$$X_{тн} = \frac{u_{к.ВН-НН} \cdot U_{ном}^2}{100S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2}$$

Используя формулы, определим соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 8 (2×ТРДН-40000/110):

$$P'_{н.8} = \frac{P_{н.8}}{2} + \Delta P_{т.8} - \Delta P_{хх} = \frac{28}{2} + 0,06 - 0,034 = 14,03 \text{ МВт}$$

$$Q'_{н.8} = \frac{Q_{н.8}}{2} + \Delta Q_{т.8} - \Delta Q_{хх} = \frac{8,44}{2} + 0,78 - 0,26 = 4,74 \text{ Мвар}$$

$$R_{тв} = \frac{170 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (40 \cdot 10^6)^2} = 0,703 \text{ Ом}$$

$$R_{тн1} = R_{тн2} = 2R_{тв} = 2 \cdot 0,703 = 1,406 \text{ Ом}$$

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{к.вн-нн1}}{u_{к.вн-нн}} - 1 \right) = 4 \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,62$$

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

$$X_{тн} = \frac{u_{к.вн-нн} \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 62,84 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} U'_{н.8} &= \frac{U_{в.в}}{2} + \sqrt{\frac{U_{в.в}^2}{4} - \left[\left(P'_{н.8} R_{тв} + \frac{P'_{н.8}}{2} R_{тн} \right) + \left(Q'_{н.8} X_{тв} + \frac{Q'_{н.8}}{2} X_{тн} \right) \right]} = \\ &= \frac{110,9}{2} + \sqrt{\frac{110,9^2}{4} - \left[\left(14,03 \cdot 0,703 + \frac{14,03}{2} \cdot 1,406 \right) + \left(4,74 \cdot 3,3 + \frac{4,74}{2} \cdot 62,84 \right) \right]} = \\ &= 109,2 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для ПС № 6, 10, 12 (2×ТРДН-25000/110):

$$P'_{н.6} = \frac{P_{н.6}}{2} + \Delta P_{т.6} - \Delta P_{хх} = \frac{19}{2} + 0,04 - 0,025 = 9,52 \text{ МВт}$$

$$Q'_{н.6} = \frac{Q_{н.6}}{2} + \Delta Q_{т.6} - \Delta Q_{хх} = \frac{5,65}{2} + 0,53 - 0,175 = 3,18 \text{ Мвар}$$

$$P'_{н.10} = \frac{P_{н.10}}{2} + \Delta P_{т.10} - \Delta P_{хх} = \frac{21}{2} + 0,05 - 0,025 = 10,53 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.10} = \frac{Q_{H.10}}{2} + \Delta Q_{T.10} - \Delta Q_{XX} = \frac{6,32}{2} + 0,62 - 0,175 = 3,61 \text{ Мвар}$$

$$P'_{H.12} = \frac{P_{H.12}}{2} + \Delta P_{T.12} - \Delta P_{XX} = \frac{16}{2} + 0,04 - 0,025 = 8,02 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.12} = \frac{Q_{H.12}}{2} + \Delta Q_{T.12} - \Delta Q_{XX} = \frac{4,83}{2} + 0,41 - 0,175 = 2,65 \text{ Мвар}$$

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

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

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{KBH-HH1}}{u_{KBH-HH}} - 1 \right) = 4 \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,62$$

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

$$X_{TH} = \frac{u_{KBH-HH} \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 100,5 \text{ Ом}$$

$$U'_{H.6} = \frac{U_{H.6}}{2} + \sqrt{\frac{U_{H.6}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.6} R_{TB} + \frac{P'_{H.6}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.6} X_{TB} + \frac{Q'_{H.6}}{2} X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{114,6}{2} + \sqrt{\frac{114,6^2}{4} - \left[\left(9,52 \cdot 1,27 + \frac{9,52}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(3,18 \cdot 5,28 + \frac{3,18}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} =$$

$$= 112,8 \text{ кВ}$$

$$U'_{H.10} = \frac{U_{H.10}}{2} + \sqrt{\frac{U_{H.10}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.10} R_{TB} + \frac{P'_{H.10}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.10} X_{TB} + \frac{Q'_{H.10}}{2} X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{111,1}{2} + \sqrt{\frac{111,1^2}{4} - \left[\left(10,53 \cdot 1,27 + \frac{10,53}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(3,61 \cdot 5,28 + \frac{3,61}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} =$$

$$= 109 \text{ кВ}$$

$$U'_{H.12} = \frac{U_{H.12}}{2} + \sqrt{\frac{U_{H.12}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.12} R_{TB} + \frac{P'_{H.12}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.12} X_{TB} + \frac{Q'_{H.12}}{2} X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{114,9}{2} + \sqrt{\frac{114,9^2}{4} - \left[\left(8,02 \cdot 1,27 + \frac{8,02}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(2,65 \cdot 5,28 + \frac{2,65}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} =$$

$$= 113,4 \text{ кВ}$$

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{\text{н.жел}}$, определим по следующему выражению:

$$n_{\text{отв.л}}^{\text{жел}} = \left(\frac{U'_{\text{н.л}} \cdot U_{\text{нн}}}{U_{\text{н.жел}} \cdot U_{\text{вн}}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}}$$

$$U_{\text{н}} = \frac{U'_{\text{н.л}} \cdot U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \left(1 + n_{\text{отв}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)}$$

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

где $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ, \%}$

Для ПС №6:

$$n_{\text{отв.6}}^{\text{жел}} = \left(\frac{112,8 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -1,07, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.6}} = -1$$

$$U_{\text{н.6}} = \frac{112,8 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-1) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,49 \text{ кВ}$$

$$\delta U_6 = \frac{10,49 - 10}{10} \cdot 100 = 4,9 \%$$

Для ПС №8:

$$n_{\text{отв.8}}^{\text{жел}} = \left(\frac{109,2 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -2,83, \quad \text{округляем } n_{\text{отв.8}} = -3$$

$$U_{\text{н.8}} = \frac{109,2 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-3) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,53 \text{ кВ}$$

$$\delta U_8 = \frac{10,53 - 10}{10} \cdot 100 = 5,3 \%$$

Для ПС №10:

$$n_{\text{отв.10}}^{\text{жел}} = \left(\frac{109 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -2,93, \text{ округляем } n_{\text{отв.10}} = -3$$

$$U_{\text{н.10}} = \frac{109 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-3) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,51 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,51 - 10}{10} \cdot 100 = 5,1 \%$$

Для ПС №12:

$$n_{\text{отв.12}}^{\text{жел}} = \left(\frac{113,4 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -0,78, \text{ округляем } n_{\text{отв.12}} = -1$$

$$U_{\text{н.12}} = \frac{113,4 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-1) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,54 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,54 - 10}{10} \cdot 100 = 5,4 \%$$

№ ПС	U'н, кВ	n _{отв.}	Uн, кВ	δU, %
6	112,8	-1	10,49	4,9
8	109,2	-3	10,53	5,3
10	109	-3	10,51	5,1
12	113,4	-1	10,54	5,4

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

9.3. Послеаварийный режим

Рассмотрим обрыв одной из цепей двухцепных линий А-6(рис. 9.3).

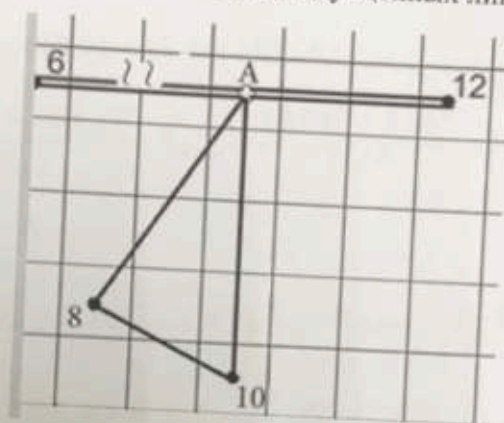


Рис. 9.3

Определим расчетную мощность подстанций № 6:

$$S_{\text{расч.6}} = S_{\text{н.6}} + \Delta S_6 - jQ_{\text{сА-6}}^{\text{н}} = S_{\text{н.6}} + \Delta S_6 - j\frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0\text{А-6}} \cdot L_{\text{А-6}}$$

$$S_{\text{расч.6}} = 19 + j5,65 + 0,04 + j0,53 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,658 \cdot 51 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (19,04 + j5,36) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линиях

Для линии А-12:

$$S_{\text{А-12}}^{\text{к}} = S_{\text{р12}} = (8,04 + j2,01) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{\text{зА-12}} = \frac{(P_{\text{А-12}}^{\text{к}})^2 + (Q_{\text{А-12}}^{\text{к}})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{\text{А-12}} = \frac{8,04^2 + 2,01^2}{110^2} \cdot (12,4 + j21,78) =$$

$$= (0,07 + j0,13) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-12}^H = S_{A-12}^K + \Delta S_{zA-12} - j \frac{1}{2} Q_{A-12} = S_{A-12}^K + \Delta S_{zA-12} - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{A-12}$$

$$S_{A-12}^H = 8,04 + j2,01 + 0,07 + j0,13 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 51 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (8,11 + j1,32) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-6:

$$S_{A-6}^K = S_{p6} = (19,04 + j5,36) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{zA-6} = \frac{(P_{A-6}^K)^2 + (Q_{A-6}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{A-6} = \frac{19,04^2 + 5,36^2}{110^2} \cdot (12,4 + j21,78) =$$

$$= (0,4 + j0,7) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-6}^H = S_{A-6}^K + \Delta S_{zA-6} - j \frac{1}{2} Q_{A-6} = S_{A-6}^K + \Delta S_{zA-6} - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0A-6} \cdot L_{A-6}$$

$$S_{A-6}^H = 19,04 + j5,36 + 0,4 + j0,7 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 51 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (19,44 + j5,24) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-8:

$$S_{A-8}^K = S_{A-8} = (27,3 + j7,24) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{zA-8} = \frac{(P_{A-8}^K)^2 + (Q_{A-8}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{A-8} = \frac{27,3^2 + 7,24^2}{110^2} \cdot (14,1 + j24,7) =$$

$$= (0,93 + j1,63) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-8}^H = S_{A-8}^K + \Delta S_{zA-8} - j \frac{1}{2} Q_{A-8} = S_{A-8}^K + \Delta S_{zA-8} - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0A-8} \cdot L_{A-8}$$

$$S_{A-8}^H = 27,3 + j7,24 + 0,93 + j1,63 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 57,8 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (28,23 + j7,94) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-10:

$$S_{A-10}^K = S_{A-10} = (21,8 + j5,6) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z,A-10} = \frac{(P_{A-10}^K)^2 + (Q_{A-10}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{A-10} = \frac{21,8^2 + 5,6^2}{110^2} \cdot (17,4 + j30,5) =$$

$$= (0,73 + j1,28) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-10}^H = S_{A-10}^K + \Delta S_{z,A-10} - j \frac{1}{2} Q_{A-10} = S_{A-10}^K + \Delta S_{z,A-10} - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0,A-10} \cdot L_{A-10}$$

$$S_{A-10}^H = 21,8 + j5,6 + 0,73 + j1,28 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 71,4 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (22,53 + j5,73) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

9.3.1. Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме

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

Для ПС № 12:

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

$$U_{12} = 108 - \frac{8,11 \cdot 0,244 \cdot 51 + 1,32 \cdot 0,427 \cdot 51}{108} = 107,8 \text{ кВ}$$

Для ПС № 6:

$$U_6 = U_{A \text{ авар}} - \frac{P_{A-6}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-6} + Q_{A-6}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-6}}{U_{A \text{ авар}}};$$

$$U_6 = 108 - \frac{19,44 \cdot 0,244 \cdot 51 + 5,24 \cdot 0,427 \cdot 51}{108} = 105,7 \text{ кВ}$$

Для ПС № 8:

$$U_8 = U_{A \text{ авар}} - \frac{P_{A-8}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-8} + Q_{A-8}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-8}}{U_{A \text{ авар}}};$$

$$U_8 = 108 - \frac{28,23 \cdot 0,244 \cdot 57,8 + 7,94 \cdot 0,427 \cdot 57,8}{108} = 103,5 \text{ кВ}$$

Для ПС № 10:

$$U_{10} = U_{A \text{ авар}} - \frac{P_{A-10}^n \cdot r_0 \cdot L_{A-10} + Q_{A-10}^n \cdot x_0 \cdot L_{A-10}}{U_{A \text{ авар}}};$$

$$U_{10} = 108 - \frac{22,53 \cdot 0,244 \cdot 71,4 + 5,73 \cdot 0,427 \cdot 71,4}{108} = 103,8 \text{ кВ}$$

9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

Определим значения напряжений в электрической сети в
послеаварийном режиме:

$$\begin{aligned} U'_{н.8} &= \frac{U_{н.8}}{2} + \sqrt{\frac{U_{н.8}^2}{4} - \left[\left(P'_{н.8} R_{тв} + \frac{P'_{н.8}}{2} R_{тн} \right) + \left(Q'_{н.8} X_{тв} + \frac{Q'_{н.8}}{2} X_{тн} \right) \right]} = \\ &= \frac{103,5}{2} + \sqrt{\frac{103,5^2}{4} - \left[\left(14,03 \cdot 0,703 + \frac{14,03}{2} 1,406 \right) + \left(4,74 \cdot 3,3 + \frac{4,74}{2} 62,84 \right) \right]} = \\ &= 101,7 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U'_{н.6} &= \frac{U_{н.6}}{2} + \sqrt{\frac{U_{н.6}^2}{4} - \left[\left(P'_{н.6} R_{тв} + \frac{P'_{н.6}}{2} R_{тн} \right) + \left(Q'_{н.6} X_{тв} + \frac{Q'_{н.6}}{2} X_{тн} \right) \right]} = \\ &= \frac{105,7}{2} + \sqrt{\frac{105,7^2}{4} - \left[\left(9,52 \cdot 1,27 + \frac{9,52}{2} 2,54 \right) + \left(3,18 \cdot 5,28 + \frac{3,18}{2} 100,5 \right) \right]} = \\ &= 103,8 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U'_{н.10} &= \frac{U_{н.10}}{2} + \sqrt{\frac{U_{н.10}^2}{4} - \left[\left(P'_{н.10} R_{тв} + \frac{P'_{н.10}}{2} R_{тн} \right) + \left(Q'_{н.10} X_{тв} + \frac{Q'_{н.10}}{2} X_{тн} \right) \right]} = \\ &= \frac{103,8}{2} + \sqrt{\frac{103,8^2}{4} - \left[\left(10,53 \cdot 1,27 + \frac{10,53}{2} 2,54 \right) + \left(3,61 \cdot 5,28 + \frac{3,61}{2} 100,5 \right) \right]} = \\ &= 101,6 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$U'_{н.12} = \frac{U_{в.12}}{2} + \sqrt{\frac{U_{в.12}^2}{4} - \left[\left(P'_{н.12} R_{тв} + \frac{P'_{н.12}}{2} R_{тн} \right) + \left(Q'_{н.12} X_{тв} + \frac{Q'_{н.12}}{2} X_{тн} \right) \right]} =$$

$$= \frac{107,8}{2} + \sqrt{\frac{107,8^2}{4} - \left[\left(8,02 \cdot 1,27 + \frac{8,02}{2} 2,54 \right) + \left(2,65 \cdot 5,28 + \frac{2,65}{2} 100,5 \right) \right]} =$$

$$= 106,2 \text{ кВ}$$

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

Для ПС №6 :

$$n_{отв.6}^{жел} = \left(\frac{103,8 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -5,47, \quad \text{округляем } n_{отв.6} = -5$$

$$U_{н.6} = \frac{103,8 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-5) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,40 \text{ кВ}$$

$$\delta U_6 = \frac{10,40 - 10}{10} \cdot 100 = 4,0 \%$$

Для ПС №8:

$$n_{отв.8}^{жел} = \left(\frac{101,7 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,497, \quad \text{округляем } n_{отв.8} = -6$$

$$U_{н.8} = \frac{101,7 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-6) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,39 \text{ кВ}$$

$$\delta U_8 = \frac{10,39 - 10}{10} \cdot 100 = 3,9 \%$$

Для ПС №10:

$$n_{отв.10}^{жел} = \left(\frac{101,6 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,55, \quad \text{округляем } n_{отв.10} = -7$$

$$U_{н.10} = \frac{101,6 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,6 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{10} = \frac{10,6 - 10}{10} \cdot 100 = 6,0 \%$$

Для ПС №12:

$$n_{\text{отв.12}}^{\text{жел}} = \left(\frac{106,2 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -4,3, \text{ округляем } n_{\text{отв.12}} = -4$$

$$U_{\text{н.12}} = \frac{106,2 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-4) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,44 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,44 - 10}{10} \cdot 100 = 4,4 \%$$

Результаты расчета запишем в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

№ ПС	$U'_{\text{н}}$, кВ	$n_{\text{отв.}}^{\text{жел}}$	$n_{\text{отв.}}$	$U_{\text{н}}$, кВ	δU , %
6	103,8	-5,47	-5	10,40	4,0
8	101,7	-6,497	-6	10,39	3,9
10	101,6	-6,55	-7	10,6	6,0
12	106,2	-4,48	-4	10,44	4,4

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