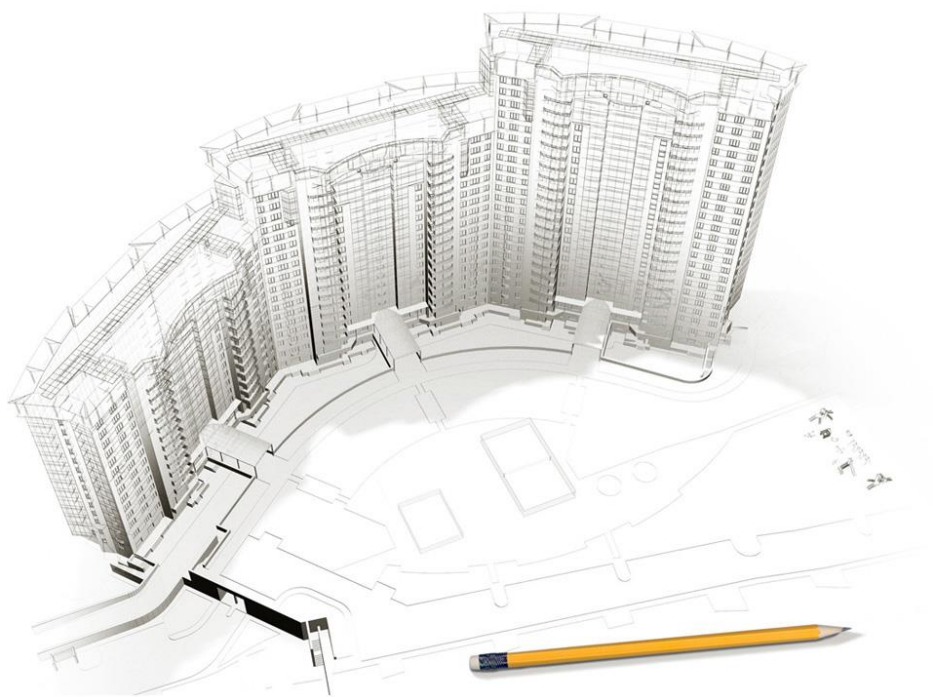


Курсовая работа

Районные электрические сети

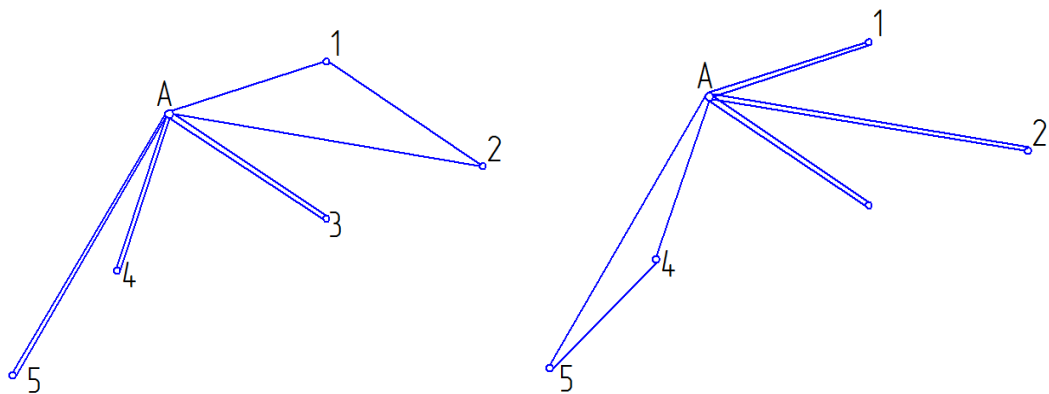


2014

Исходные данные

- Масштаб: в 1 клетке -8 км;
- Коэффициент мощности на подстанции "А": 0,9 д.о.е.;
- Напряжение на шинах подстанции "А", кВ: $U_{\max}=117$ кВ, $U_{\text{авар}}=109$ кВ;
- Число часов использования максимальной нагрузки $T_{\max}=4500$ ч. ;
- Максимальная нагрузка на подстанциях: $P_{\max,1}=17$ МВт, $P_{\max,2}=23$ МВт, $P_{\max,3}=30$ МВт, $P_{\max,4}=27$ МВт; $P_{\max,5}=20$ МВт
- Коэффициенты мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения: $\cos \varphi_1=0,79$; $\cos \varphi_2=0,8$; $\cos \varphi_3=0,81$; $\cos \varphi_4=0,81$; $\cos \varphi_5=0,8$.

Выбираем следующие схемы (рис. 1, 2)



1. Выбор рациональной схемы

Выбор рациональной схемы сети производится на основе технико-экономического составления ряда ее вариантов. Сопоставляемые варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования, а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, относящихся ко второй категории.

Основное назначение электрических сетей состоит в обеспечении надежного электроснабжения потребителей энергосистемы электроэнергией надлежащего качества. Оно должно осуществляться при соблюдении требований к технико-экономическим показателям сети, т.е. при экономически оправданных и по возможности минимальных затратах.

2. Выбор номинального напряжения электрической сети

Предварительный выбор номинального напряжения U_n линий производят совместно с разработкой схем сети, т.к. они взаимно дополняют друг друга. Все элементы электрической сети, а также электроприемники выполняются на определенное номинальное напряжения и могут работать при значениях напряжения, отличающихся от номинального лишь с некоторыми допусками. Все элементы сети обладают определенными сопротивлениями, поэтому токи в них вызывают изменение напряжения, в результате комплексные значения напряжения во всех узлах сети получаются различными.

Величина U_n зависит от передаваемой мощности. Напряжение, для выбранного варианта конфигурации электрической сети предварительно определим по формуле Г.А. Илларионова:

$$U_{ном} = \sqrt{\frac{1000}{L} + \frac{2500}{P}} \quad (1)$$

где L - длина линии, км; P - передаваемая мощность на одну цепь, МВт.

В отличие от других экспериментальных выражений приведенная формула дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений переменного тока в диапазоне от 35 до 1150 кВ.

Для определения напряжения необходимо сначала определить длину линии и соответствующие передаваемые мощности: $L_{A-1} = 24$ км; $L_{1-2} = 28,8$ км; $L_{A-2} = 48$ км; $L_{A-3} = 28$ км; $L_{A-4} = 24$ км; $L_{A-5} = 47,2$ км

Рассчитаем перетоки активных мощностей без учета потерь мощности.

Представим простейший замкнутый контур в виде линии с двухсторонним питанием (рис.3) и определим соответствующие мощности. Задаем направление мощности. Если при расчете получается отрицательное значение мощности, то меняется направление мощности.

Рассмотрим одноцепную линию А-1-2-А

$$P_{A-1} = \frac{P_1 \cdot (L_{1-2} + L_{A-2}) + P_2 \cdot L_{A-2}}{L_{A-1} + L_{1-2} + L_{A-2}} = \frac{17 \cdot (28,8 + 48) + 23 \cdot 48}{28,8 + 24 + 48} = 23,9 \text{ МВт}$$

$$P_{A-2} = \frac{P_2 \cdot (L_{1-2} + L_{A-1}) + P_1 \cdot L_{A-1}}{L_{A-1} + L_{1-2} + L_{A-2}} = \frac{23 \cdot (28,8 + 24) + 17 \cdot 24}{28,8 + 24 + 48} = 16,09 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа определим распределение мощности P_{2-1} :

$$P_{2-1} = P_{A-1} - P_1 = 23,9 - 17 = 6,9 \text{ МВт}.$$

Рассмотрим двухцепные линии

$$P_{A-5} = \frac{P_5}{2} = \frac{20}{2} = 10 \text{ МВт},$$

$$P_{A-4} = \frac{P_4}{2} = \frac{27}{2} = 13,5 \text{ MBm}$$

$$P_{A-3} = \frac{P_3}{2} = \frac{30}{2} = 15 \text{ MBm}$$

Теперь мы можем определить номинальные напряжения для каждой линии по формуле (1):

$$U_{НОМ, A-1}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-1}} + \frac{2500}{P_{A-1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{20,8 + 104,6}} = 90 \text{ кВ},$$

$$U_{НОМ, 2-1}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{2-1}} + \frac{2500}{P_{2-1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{17,36 + 362}} = 51,5 \text{ кВ}$$

$$U_{НОМ, A-2}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-2}} + \frac{2500}{P_{A-2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{10,4 + 155,3}} = 78,12 \text{ кВ}.$$

$$U_{НОМ, A-5}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-5}} + \frac{2500}{P_{A-5}}}} = \frac{1000}{\sqrt{5,29 + 250}} = 62,8 \text{ кВ}$$

$$U_{НОМ, A-3}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-3}} + \frac{2500}{P_{A-3}}}} = \frac{1000}{\sqrt{8,92 + 166,6}} = 77,5 \text{ кВ}.$$

$$U_{НОМ, A-4}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-4}} + \frac{2500}{P_{A-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{10,4 + 82,89}} = 104,16 \text{ кВ}$$

Исходя из полученных результатов, видно, что схема 1 электрической сети будет выполняться на напряжение $U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$.

Для определения напряжения необходимо сначала определить длину линии и соответствующие передаваемые мощности: $L_{A-1} = 24 \text{ км}$; $L_{A-2} = 48 \text{ км}$; $L_{A-3} = 28 \text{ км}$; $L_{A-4} = 24 \text{ км}$; $L_{A-5} = 47,2 \text{ км}$; $L_{4-5} = 22,4 \text{ км}$

Рассчитаем перетоки активных мощностей без учета потерь мощности:

Рассмотрим одноцепную линию А-3-4-А

$$P_{A-5} = \frac{P_5 \cdot (L_{4-5} + L_{A-4}) + P_4 \cdot L_{A-4}}{L_{A-5} + L_{5-4} + L_{A-4}} = \frac{20 \cdot (22,4 + 24) + 27 \cdot 24}{47,2 + 22,4 + 24} = 16,83 MBm$$

$$P_{A-4} = \frac{P_4 \cdot (L_{4-5} + L_{A-5}) + P_5 \cdot L_{A-5}}{L_{A-5} + L_{5-4} + L_{A-4}} = \frac{27 \cdot (22,4 + 47,2) + 20 \cdot 47}{47,2 + 22,4 + 24} = 30,16 MBm$$

По первому закону Кирхгофа определим распределение мощности P_{3-4} :

$$P_{3-4} = P_{A-4} - P_4 = 30,94 - 27 = 3,94 MBm.$$

Определим мощности, передаваемые по двухцепным линиям:

$$P_{A-1} = \frac{P_1}{2} = \frac{28}{2} = 14 MBm,$$

$$P_{A-2} = \frac{P_2}{2} = \frac{16}{2} = 8 MBm,$$

Определяем номинальное напряжение сети:

$$U_{HOM,A-2}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-2}} + \frac{2500}{P_{A-2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{5,2 + 155}} = 79 KB.$$

$$U_{HOM,A-1}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-1}} + \frac{2500}{P_{A-1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{10,4 + 104,6}} = 98 KB.$$

$$U_{HOM,A-3}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-3}} + \frac{2500}{P_{A-3}}}} = \frac{1000}{\sqrt{8,9 + 166,6}} = 75,7 KB.$$

$$U_{HOM,A-4}^{\vartheta} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-4}} + \frac{2500}{P_{A-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{20,8 + 82,8}} = 99 KB.$$

$$U_{НОМ,5-4}^{\varepsilon} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{5-4}} + \frac{2500}{P_{5-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{22,3 + 788}} = 35,2 \text{ кВ}.$$

$$U_{НОМ,А-5}^{\varepsilon} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{А-5}} + \frac{2500}{P_{А-5}}}} = \frac{1000}{\sqrt{10,5 + 148,5}} = 79,3 \text{ кВ}.$$

Исходя из полученных результатов, видно, что схема 2 электрической сети будет выполняться на напряжение $U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$.

3. Баланс активной и реактивной мощности в электрической сети

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

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

Согласно формуле

$$P_{П,нб} = K_o(P) \cdot \sum_{i=1}^n P_{нб,i} + \Delta P_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{нб,i} \quad (2)$$

определим наибольшую суммарную активную мощность, потребляемую в проектируемой сети, где

K -коэффициент наибольшей нагрузки п/ст, равный от 0,95 до 0,96;

ΔP_c – суммарные потери мощности в сети в долях от суммарной нагрузки п/ст, принимается равным 0,05

$$P_{п,нб} = (0,95 + 0,05)(17 + 23 + 30 + 27 + 20) = 117 \text{ MBm}$$

Для дальнейших расчетов определим наибольшую реактивную нагрузку i -го узла $Q_{нб,i}$ [Мвар] и наибольшую полную нагрузку i -го узла $S_{нб,i}$ [МВ·А]:

$$Q_{нб,i} = P_{нб,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, (3)$$

$$S_{нб,i} = \sqrt{P_{нб,i}^2 + Q_{нб,i}^2}, (4)$$

где $P_{нб,i}$ – максимальная активная нагрузка i -ого узла.

Для 1-ой подстанции:

$$Q_{нб,1} = P_{нб,1} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_1) = 17 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,79) = 13,09 \text{ Мвар}$$

Для 2-ой подстанции:

$$Q_{нб,2} = P_{нб,2} \cdot \operatorname{tg} \varphi_2 = 23 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,8) = 17,25 \text{ Мвар},$$

Для 3-ей подстанции:

$$Q_{нб,3} = P_{нб,3} \cdot \operatorname{tg} \varphi_3 = 30 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,81) = 21,7 \text{ Мвар},$$

Для 4-ой подстанции:

$$Q_{нб,4} = P_{нб,4} \cdot \operatorname{tg} \varphi_4 = 27 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,81) = 19,44 \text{ Мвар}.$$

Для 5-ой подстанции:

$$Q_{нб,5} = P_{нб,5} \cdot \operatorname{tg} \varphi_5 = 20 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,8) = 15 \text{ Мвар}.$$

Для 1-ой подстанции:

$$S_{нб,1} = \sqrt{P_{нб,1}^2 + Q_{нб,1}^2} = \sqrt{289 + 171,3} = 21,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для 2-ой подстанции:

$$S_{нб,2} = \sqrt{P_{нб,2}^2 + Q_{нб,2}^2} = \sqrt{529 + 297,5} = 28,7 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Для 3-ей подстанции:

$$S_{нб,3} = \sqrt{P_{нб,3}^2 + Q_{нб,3}^2} = \sqrt{300 + 470,8} = 37 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Для 4-ой подстанции:

$$S_{нб,4} = \sqrt{P_{нб,4}^2 + Q_{нб,4}^2} = \sqrt{729 + 377,9} = 33,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для 5-ой подстанции:

$$S_{нб,5} = \sqrt{P_{нб,5}^2 + Q_{нб,5}^2} = \sqrt{400 + 225} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потребителями реактивной мощности в энергосистеме являются электроприемники промышленных предприятий, электрифицированный железнодорожный и городской транспорт, маломощная двигательная нагрузка населенных мест, в последнее время широкое применение бытовых приборов и люминесцентных светильников привело существенному увеличению реактивной мощности. Значительная реактивная мощность теряется при ее передаче. Наибольшие потери имеют место в трансформаторах. Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах воспользуемся формулой (5):

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1 \cdot \sum_{i=1}^n (\alpha_{Ti} \cdot S_{нб,i}) \quad (5)$$

Так как мы рассматриваем электрическую сеть 110/10 кВ, то $\alpha_{T,i}$ примем равным 1, выбираем из таблицы 4.9 [1] в соответствии с данными нашей сети.

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1(1(21,4 + 28,7 + 37 + 33,2 + 25)) = 14,53 \text{ Мвар}.$$

Суммарную наибольшую реактивную мощность, потребляемую с шин электростанции или районной подстанции, являющихся источниками питания для проектируемой сети определим по формуле:

$$Q_{П,нб} = K(Q) \cdot \sum Q_{нб,i} + \left(\sum_{i=1}^m \Delta Q_i - \Delta Q_{c,i} \right) + \Delta Q_{T\Sigma} \quad (6)$$

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

$$\Delta Q_i - \Delta Q_{c,i} = 0.$$

Отсюда:

$$Q_{П,нб} = 0,98(13,09 + 17,25 + 21,7 + 19,44 + 15) + 14,53 = 84,7 \text{ Мвар}.$$

4. Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств

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

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

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

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

Итак, полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{П,нб} = 84,7 \text{ Мвар}$ сравниваем с указанным на проект значением реактивной мощности Q_c , которую экономически целесообразно получать из системы в проектируемую сеть.

$$Q_c = \sum_{i=1}^n P_{нб,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_c, (7)$$

где $\cos\varphi = 0,95$ - коэффициент мощности на подстанции “А”.

$$\cos\varphi = 0,95 \Rightarrow \operatorname{tg}(\arccos\varphi) \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi_c = 0,33$$

$$Q_c = 117 \cdot 0,33 = 46,2 \text{ Мвар}$$

При $Q_{П,нб} > Q_c$ в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства, суммарная мощность которых определяется по формуле (8).

$$Q_{K\Sigma} = Q_{нб} - Q_c \quad (8)$$

$$Q_{K\Sigma} = 84,7 - 46,2 = 38,5 \text{ Мвар}.$$

Определим мощность конденсаторных батарей, которые должны быть установлены на каждой подстанции по формулам (9) и (10).

Так как проектируется сеть 110/10кВ то базовый экономический коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_s = 0,3$, а $\cos\varphi_{i(\bar{o})} \geq 0,9 - 0,92$, т.е. $\operatorname{tg}(\arccos 0,92) = 0,3$

$$Q_{k,i} = P_{нб,i} \cdot (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_{\bar{o}}) \quad (9)$$

$$Q_{k,1} = 17 \cdot (0,77 - 0,3) = 7,99 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,2} = 23 \cdot (0,75 - 0,3) = 10,35 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,3} = 30 \cdot (0,72 - 0,3) = 12,6 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,4} = 27 \cdot (0,72 - 0,3) = 11,34 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{k,5} = 27 \cdot (0,75 - 0,3) = 9 \text{ Мвар}.$$

Таблица 1

№ узла	Количество КУ	Тип КУ
1	4	УКЛ – 10,5 – 2250 УЗ
2	4	УКЛ – 10,5 – 2700 УЗ
3	4	УКЛ – 10,5 – 3150 УЗ
4	4	УКЛ – 10,5 – 3150 УЗ
5	4	УКЛ – 10,5 – 2250 УЗ

$$\text{Для 1-го узла: } 2 \times UKЛ - 10,5 - 2250V3 = 9 \text{ Мвар}$$

$$\text{Для 2-го узла: } 4 \times UKЛ - 10,5 - 2700V3 = 10,8 \text{ Мвар}$$

$$\text{Для 3-го узла: } 4 \times UKЛ - 10,5 - 3150V3 = 12,6 \text{ Мвар}$$

$$\text{Для 4-го узла: } 4 \times UKЛ - 10,5 - 3150V3 = 12,6 \text{ Мвар}$$

$$\text{Для 5-го узла: } 2 \times UKЛ - 10,5 - 2250V3 = 9 \text{ Мвар}$$

Определим реактивную мощность, потребляемую в узлах из системы с учетом компенсирующих устройств:

$$Q_i = Q_{\text{нб},i} - Q_{k,i}, (11)$$

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

$$Q_1 = 13,09 - 9 = 5,1 \text{ Мвар},$$

$$Q_2 = 17,25 - 10,8 = 6,9 \text{ Мвар},$$

$$Q_3 = 21,7 - 12,6 = 10,36 \text{ Мвар},$$

$$Q_4 = 19,44 - 12,6 = 8,1 \text{ Мвар}.$$

$$Q_5 = 15 - 9 = 6 \text{ Мвар}.$$

Полная мощность в узлах с учетом компенсирующих устройств:

$$S_i = P_{\text{нб},i} + jQ_i, (12)$$

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

$$S_1 = 17 + j5,1 = \sqrt{17^2 + 5,1^2} = 17,7 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_2 = 23 + j6,9 = 24 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_3 = 30 + j10,36 = 31,7 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_4 = 27 + j8,1 = 28,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_5 = 20 + j6 = 20,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

5. Выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций

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

В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 30% в течение 2 часов. По [3, табл. 5.18] выбираем соответствующие типы трансформатора. Полная мощность ПС № 1 $S_1 = 17,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, поэтому на ПС № 1 необходимо установить два трансформатора мощностью $S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Результаты выбора трансформаторов приведены в таблице 2.

Таблица 2

№ узла	Полная мощность в узле, МВ·А	Тип трансформатора
1	17,7	$2 \times \text{ТДН} - 16000/110$
2	24	$2 \times \text{ТРДН} - 25000/110$
3	31,7	$2 \times \text{ТРДН} - 25000/110$
4	28,1	$2 \times \text{ТРДН} - 25000/110$
5	20,8	$2 \times \text{ТРДН} - 25000/110$

Данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов 110 кВ приведены в таблице 6.9 [1]. Запишем данные наших трансформаторов в таблицу 3.

Таблица 3

	<i>ТДН – 16000/110</i>	<i>ТРДН – 25000/110</i>
$S_{ном}, МВ \cdot А$	16	25
Пределы регулирования	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{номВН}, кВ$	115	115
$U_{номНН}, кВ$	10,5	10,5
$u_k, \%$	10,5	10,5
$\Delta P_k, кВт$	85	120
$\Delta P_x, кВт$	19	27
$I_x, \%$	0,7	0,7
$r_T, Ом$	4,38	2,54
$x_T, Ом$	86,7	55,9
$\Delta Q_x, квар$	112	175

6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередач

Существует несколько способов для выбора сечения проводников воздушных линий электропередач:

По условиям экономичности

По допустимым потерям напряжения

По условиям нагрева

Определим распределение полной мощности (без учета потерь в линиях) в проектируемой сети.

Схема 1

Рассмотрим линию с двухсторонним питанием (А-1-2-А)

$$S_{A-1} = \frac{S_1(L_{A-2} + L_{1-2}) + S_2 L_{A-2}}{L_{A-1} + L_{1-2} + L_{A-2}} = \frac{17,7 \cdot (28,8 + 48) + 24 \cdot 48}{28,8 + 24 + 48} = 24,9 MB \cdot A$$

$$S_{A-2} = \frac{S_2(L_{1-2} + L_{A-1}) + S_1 L_{A-1}}{L_{A-1} + L_{1-2} + L_{A-2}} = \frac{24 \cdot (28,8 + 24) + 17,7 \cdot 24}{28,8 + 24 + 48} = 16,7 MB \cdot A$$

По первому закону Кирхгофа определим переток мощности S_{1-2} :

$$S_{1-2} = S_{A-1} - S_1 = 24,9 - 17,7 = 7,2 MB \cdot A$$

Рассмотрим двухцепные линии

$$S_{A-5} = S_5 = 20,8 MB \cdot A$$

$$S_{A-4} = S_4 = 28,1 MB \cdot A$$

$$S_{A-3} = S_3 = 31,7 MB \cdot A$$

Схема 2.

Рассмотрим линию с двухсторонним питанием (А-5-4-А)

$$S_{A-5} = \frac{S_5(L_{A-4} + L_{5-4}) + S_4 L_{A-4}}{L_{A-5} + L_{5-4} + L_{A-4}} = \frac{20,8 \cdot (22,4 + 24) + 28,1 \cdot 24}{47,2 + 22,4 + 24} = 17,5 MB \cdot A$$

$$S_{A-4} = \frac{S_4(L_{5-4} + L_{A-5}) + S_5 L_{A-5}}{L_{A-5} + L_{5-4} + L_{A-4}} = \frac{28,1 \cdot (22,4 + 47,2) + 20,8 \cdot 47,2}{47,2 + 22,4 + 24} = 31,3 MB \cdot A$$

По первому закону Кирхгофа определим переток мощности S_{5-4} :

$$S_{5-4} = S_{A-4} - S_4 = 31,3 - 28,1 = 3,2 MB \cdot A$$

Рассмотрим двухцепные линии

$$S_{A-1} = S_1 = 17,7 MB \cdot A$$

$$S_{A-2} = S_2 = 24 MB \cdot A$$

$$S_{A-3} = S_3 = 31,7 MB \cdot A$$

Расчетную токовую нагрузку линии определим по выражению:

$$I_p = I_{нб} \alpha_i \alpha_t, (13)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110 – 220кВ принимается равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{мах}$. Выбирается по [табл. 3.табл.3,13].
 $\alpha_t = 1,0$;

$I_{нб}$ – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линии питающей и распределительной сети из расчета режима соответствующего максимальной нагрузки энергосистемы.

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

$$I_{нб} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ном}} (14)$$

В двухцепной линии:

$$I_{нб} = \frac{S}{2\sqrt{3}U_{ном}} (15)$$

Схема 2.

Тогда расчетная токовая нагрузка линии А – 1 в нормальном режиме:

$$I_{pA-1} = \frac{S_{A-1}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t$$

$$I_{pA-1} = \frac{17,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 48,7 A$$

В линии А – 3:

$$I_{pA-3} = \frac{31,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 87,3 A$$

В линии А – 2:

$$I_{pA-2} = \frac{24 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 66,1 A$$

В линии А – 4:

$$I_{pA-4} = \frac{31,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 86,2 A$$

В линии А – 5:

$$I_{pA-5} = \frac{17,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 48,2 A$$

В линии 5 – 4:

$$I_{p5-4} = \frac{3,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 8,81 A$$

Исходя из напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду, материала опор и количества цепей в линии по [табл. 7.8, 1] выбираются сечения сталеалюминевых проводов. Для линии 110кВ наименьшее сечение сталеалюминевых проводов равно 120 мм². Использование проводов сечением 70 мм² и 95 мм² согласно [табл. 9.5, 1] экономически не выгодно и не целесообразно. Так для линии А – 1 выбираем АС – 120;

Для А – 2: АС – 120

Для А – 3: АС – 120

Для А – 4: АС – 120

Для А – 5: АС – 120

Для 4 – 5: АС – 120

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле: $I_p^{авар} \leq I_{доп}$ (16) где $I_p^{авар}$ - наибольший ток в послеаварийном режиме, А; $I_{доп}$ - допустимый ток по нагреву, А [3, табл. 3.15].

Превышение температуры проводника над температурой окружающей среды зависит от количества выделяемого в нем тепла, следовательно от квадрата длительного прохождения по нему тока, а также от условий его охлаждения. Работа проводов и кабелей по условиям их нагрева считается допустимой, если при заданной величине тока температура проводника не превышает допустимого значения. Ток допустимый из формулы (16) зависит от удельной электрической проводимости материала и диаметра проводника. В практических расчетах сетей обычно пользуются годовыми таблицами длительно допустимых токов нагрузки на провода и кабели из различных материалов и при различных условиях прокладки. Таким образом, условие проверки выбранного сечения по нагреву записывается в виде формулы (16).

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме будет иметь место при отключении одной цепи линии.

$$S_{A-2авар} = S_2 = 24 MB \cdot A$$

$$S_{A-3авар} = S_3 = 31,7 MB \cdot A$$

$$S_{A-1авар} = S_1 = 17,7 MB \cdot A$$

$$S_{A-4авар} = S_4 + S_5 = 48,9 MB \cdot A$$

$$S_{A-5авар} = S_4 + S_5 = 48,9 MB \cdot A$$

$$S_{4-5авар} = S_5 = 20,8 MB \cdot A$$

Аварийные токи:

$$I_{pA-1}^{авар} = \frac{S_{A-1авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 97,5 A$$

$$I_{pA-2}^{авар} = \frac{S_{A-2авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 132,26 A$$

$$I_{pA-3}^{авар} = \frac{S_{A-3авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 174,7 A$$

$$I_{pA-4}^{авар} = \frac{S_{A-4авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 269,49 A$$

$$I_{pA-5}^{авар} = \frac{S_{A-5авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 269,49 A$$

$$I_{p4-5}^{авар} = \frac{S_{4-5авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 114,6 A$$

По [3, табл. 3.15].определяем допустимые токи по нагреву и все полученные результаты запишем в таблицу 4.

Таблица 4

Линия	A – 1	A – 2	A – 3	A – 4	A-5	4-5
$I_{p,i}, A$	48,7	66,1	87,3	86,2	48,2	8,81
$\frac{I_{p,i}}{F=0,9}$	54,1	73,4	97	95,7	53,5	9,78

$I_{p,i}^{авар}, A$	97,5	132,26	179,7	269,49	269,49	114,6
$I_{дон,i}, A$	390	390	390	390	390	390
Марка провода	АС 120/19	АС 120/19	АС 120/19	АС 120/19	АС 120/19	АС 120/19

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенства (17) и, следовательно, выбранные провода удовлетворяют условию допустимого нагрева в послеаварийном режиме.

Схема1

Рассмотрим линию с двухсторонним питанием (А-1-2-А)

$$S_{A-1} = \frac{S_1(L_{A-2} + L_{1-2}) + S_2 L_{A-2}}{L_{A-1} + L_{1-2} + L_{A-2}} = \frac{17,7 \cdot (28,8 + 48) + 24 \cdot 48}{28,8 + 48 + 24} = 24,9 MB \cdot A$$

$$S_{A-2} = \frac{S_2(L_{1-2} + L_{A-1}) + S_1 L_{A-1}}{L_{A-1} + L_{1-2} + L_{A-2}} = \frac{24 \cdot (28,8 + 24) + 17,7 \cdot 24}{28,8 + 24 + 48} = 16,7 MB \cdot A$$

По первому закону Кирхгофа определим переток мощности S_{1-2} :

$$S_{1-2} = S_{A-1} - S_1 = 24,9 - 17,7 = 7,2 MB \cdot A$$

Рассмотрим двухцепные линии

$$S_{A-5} = S_5 = 20,8 MB \cdot A$$

$$S_{A-4} = S_4 = 28,1 MB \cdot A$$

$$S_{A-3} = S_3 = 31,7 MB \cdot A$$

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

$$I_{нб} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (14)$$

В двухцепной линии:

$$I_{нб} = \frac{S}{2\sqrt{3}U_{ном}} \quad (15)$$

Тогда расчетная токовая нагрузка линии А – 3 в нормальном режиме:

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

$$I_{pA-3} = \frac{31,7 \cdot 10^6}{2\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 87,3A$$

В линии А – 5:

$$I_{pA-5} = \frac{20,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 57,3A$$

В линии А – 4:

$$I_{pA-4} = \frac{28,1 \cdot 10^6}{2\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 77,4A$$

В линии А – 1:

$$I_{pA-1} = \frac{24,9 \cdot 10^6}{2\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 68,6A$$

В линии А – 2:

$$I_{pA-2} = \frac{16,7 \cdot 10^6}{2\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 46,01 A$$

$$I_{p1-2} = \frac{7,2 \cdot 10^6}{2\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} 1,05 \cdot 1 = 19,8 A$$

Исходя из напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду, материала опор и количества цепей в линии по [табл. 7.8, 1] выбираются сечения сталеалюминевых проводов. Для линии 110кВ наименьшее сечение сталеалюминевых проводов равно 120 мм². Использование проводов сечением 70 мм² и 95 мм² согласно [табл. 9.5, 1] экономически не выгодно и не целесообразно. Так для линии А – 1 выбираем АС – 120;

Для А – 2: АС – 120;

Для 2 – 1: АС – 120;

Для А – 3: АС – 120;

Для А – 4: АС – 120;

Для А – 5: АС – 120.

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме будет иметь место при отключении одной цепи линии.

$$S_{A-2авар} = S_2 + S_1 = 17,7 + 24 = 41,7 MB \cdot A$$

$$S_{A-1авар} = S_1 + S_2 = 41,7 MB \cdot A$$

$$S_{A-5авар} = S_5 = 20,8 MB \cdot A$$

$$S_{A-4авар} = S_4 = 28,1 MB \cdot A$$

$$S_{A-3авар} = S_3 = 31,7 MB \cdot A$$

$$S_{1-2авар} = S_2 = 24 MB \cdot A$$

Аварийные токи:

$$I_{pA-5}^{авар} = \frac{S_{A-5авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 114,6 A$$

$$I_{pA-4}^{авар} = \frac{S_{A-4авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 154,86 A$$

$$I_{pA-3}^{авар} = \frac{S_{A-3авар}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 174,7 A$$

$$I_{pA-2}^{авар} = \frac{S_{A-2авар}}{2\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 229,8 A$$

$$I_{pA-1}^{авар} = \frac{S_{A-1авар}}{2\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 229,8 A$$

$$I_{p2-1}^{авар} = \frac{S_{2-1авар}}{2\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = 132,2 A$$

По [табл. 7.12, 1] определяем допустимые токи по нагреву и все полученные результаты запишем в таблицу 4.

Таблица 4

Линия	A – 5	A – 4	A – 3	A – 2	A-1	1-2
$I_{p,i}, A$	57,3	77,4	87,3	46,01	68,6	19,8
$\frac{I_{p,i}}{F=0,9}$	63,6	86	97	51,2	76,2	22
$I_{p,i}^{авар}, A$	114,6	154,86	174,7	229,8	229,8	132,2
$I_{дон,i}, A$	390	390	390	390	390	390
Марка провода	АС 120/19	АС 120/19	АС 120/19	АС 120/19	АС 120/19	АС 120/19

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенства (17) и, следовательно, выбранные провода удовлетворяют условию допустимого нагрева в послеаварийном режиме.

7. Выбор схем электрических подстанций

Выбор тех или иных схем подстанций зависит от конструктивного выполнения линий и подстанций, протяженности линии и передаваемой по ним мощности нагрузки, характера питаемых по сети потребителей и требований, предъявляемых ими в отношении надежности электроснабжения. Электрические подстанции являются одним из наиболее массовых элементов энергосистем; их часто значительно больше числа электростанций. Отсюда следует необходимость упрощения главных схем и удешевления, соответствующих РУ подстанций. Подстанции делятся на тупиковые, ответвительные и узловые.

Тупиковые станции это станции, питаемые по одной или двум радиальным линиям. Ответвительные станции это станции, присоединяемые к одной или двум проходящим линиям на ответвлениях. Проходные станции это станции, присоединяемые к сети путем захода одной линии с двусторонним питанием. Узловые станции это станции, присоединяемые к сети не менее чем по трем питающим линиям.

Основные требования к главным схемам электрических соединений:

- Схема должна обеспечивать надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном, послеаварийном режимах в соответствии с категориями нагрузки с учетом наличия или отсутствия независимых резервных источников питания;
- Схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;
- Схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать средствами автоматики восстановление питания потребителей в послеаварийной ситуации без вмешательства персонала;
- Схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от

одного этапа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей;

- Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ должно быть не более 2 при повреждении линии и не более четырех при повреждении трансформатора.

Схема 1

Для ПС №1 и №2 выбираем мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по [4, рис. 3.6]:

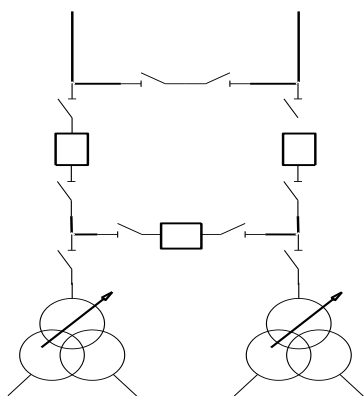


Рис. 8

Для ПС №3, 4, 5 выбираем два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии по [4, рис. 3.5]:

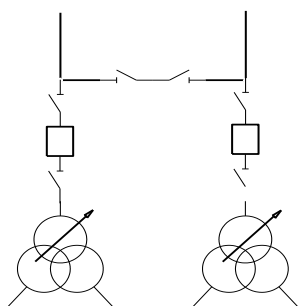


Рис. 9

Для питающей подстанции А выбираем схему на рис. 10 – две рабочие и обходная система шин по [4, рис. 3.10]:

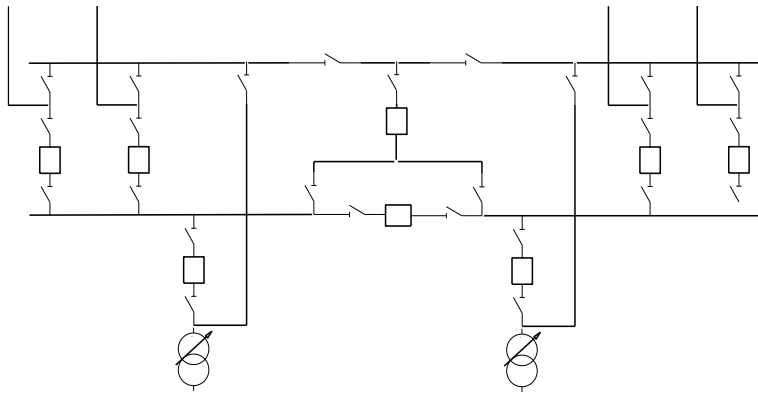


Рис. 10

Схема 2

Для ПС №1, 2, 3 выбираем схему на рис. 9 – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии по [4, рис. 3.5]:

Для ПС №4 и №5 выбираем схему на рис. 8 – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по [4, рис. 3.6]:

Для питающей подстанции А выбираем схему на рис. 10 – две рабочие и обходная система шин по [4, рис. 3.10]

8. Технико-экономический расчет

Определим суммарные капиталовложения на сооружение трасс воздушных линий электропередачи.

Вариант 1.

$$K_{ЛЭП,1} = 54280 + 27600 + 32200 + 20400 + 40800 + 24480 = 199760 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2.

$$K_{ЛЭП,2} = 27600 + 55200 + 32200 + 40120 + 20400 + 19040 = 194560 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет суммарных годовых потерь электроэнергии.

Потери эл. эн. в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{нагр}}{S_{ном.тр}} \right)^2 \cdot t,$$

где t – время наибольших потерь по формуле:

$$t = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

$$t = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,2$$

$$\Delta W_{T1} = 2 \cdot 21 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{1}{2} 86 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{17,7}{16} \right)^2 \cdot 2886,2 = 519,76 MBm \cdot ч$$

$$\Delta W_{T2} = 2 \cdot 27 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{1}{2} 120 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{24}{25} \right)^2 \cdot 2886,2 = 632,63 MBm \cdot ч$$

$$\Delta W_{T3} = 2 \cdot 27 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{1}{2} 120 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{31,7}{25} \right)^2 \cdot 2886,2 = 751,47 MBm \cdot ч$$

$$\Delta W_{T4} = 2 \cdot 27 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{1}{2} 120 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{28,1}{25} \right)^2 \cdot 2886,2 = 691,82 MBm \cdot ч$$

$$\Delta W_{T5} = 2 \cdot 27 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{1}{2} 120 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{20,8}{25} \right)^2 \cdot 2886,2 = 592,91 MBm \cdot ч$$

Потери электрической мощности в линиях электропередач.

$$\Delta W_{лЭП} = \left(\frac{S_{лЭП}}{U_{НОМ}} \right)^2 \cdot R_{лЭП} \cdot t$$

Вариант 1.

$$\Delta W_{ЛЭП.А-1} = \left(\frac{20,8}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 24 \cdot 2886,2 = 25,16 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.А-3} = \left(\frac{31,7}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 28 \cdot 2886,2 = 54,45 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.А-4} = \left(\frac{28,1}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 24 \cdot 2886,2 = 42,18 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.А-2} = \left(\frac{16,7}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 48 \cdot 2886,2 = 16,23 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.А-1} = \left(\frac{24,9}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 24 \cdot 2886,2 = 36,02 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.2-1} = \left(\frac{7,2}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 28,8 \cdot 2886,2 = 3,03 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.А-5} = \left(\frac{20,8}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 47,2 \cdot 2886,2 = 25,16 \text{ тыс. руб}$$

Вариант 2.

$$\Delta W_{ЛЭП.А-1} = \left(\frac{17,7}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 24 \cdot 2886,2 = 18,23 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.А-2} = \left(\frac{24}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 48 \cdot 2886,2 = 33,51 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.А-3} = \left(\frac{31,7}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 28 \cdot 2886,2 = 58,45 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.А-5} = \left(\frac{17,5}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 47,5 \cdot 2886,2 = 17,81 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.А-4} = \left(\frac{31,3}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 24 \cdot 2886,2 = 57,01 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{ЛЭП.4-5} = \left(\frac{3,2}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 22,4 \cdot 2886,2 = 0,60 \text{ тыс. руб}$$

Стоимость электроэнергии составляет $b = 2,20 \text{ руб. / кВт} \cdot \text{ч}$

$$I_{\Delta W} = b \cdot (\Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{ТР.Σ})$$

Вариант 1.

$$I_{\Delta W} = 2,20 \cdot (3188,59 + 181,06) = 7413,23 \text{ тыс. руб}$$

Вариант 2.

$$I_{\Delta W} = 2,20 \cdot (3188,59 + 175,602) = 7401,22 \text{ тыс. руб}$$

Капитальные вложения в строительство распределительных устройств 110/10 кВ.

Таблица 5. Стоимость трансформаторов.

Мощность, МВА	Стоимость 1шт.,	Количество шт.,	Итого, тыс. руб.
16000	14000	2	28000
25000	19000	8	152000

$$K_{TP} = 180000 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 6. Стоимость КУ с выключателями

Марка,	Стоимость, тыс. руб.,	Количество шт.,	Итого, тыс. руб.
УКЛ-10,5-2250У3	500	8	4000
УКЛ-10,5-2700У3	680	4	2720
УКЛ-10,5-3150У3	720	8	5280

$$K_{КУ} = 12000 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость оборудования подстанций 110/10 кВ.

Вариант 1.

Таблица 7.

Наименование РУ	Стоимость тыс. руб.,	Постоянная часть затрат, тыс. руб.,	Номер узла,	Всего, тыс. руб.,
РУ-110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.	9063	11970	3,4,5	63099
РУ-110 кВ. Мостик с выключателем в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии.	11150	11970	1,2	35090
РУ-110 кВ. Две системы шин с обходной	38800	25000	А	63800

$$K_{PY,1} = 161989 \text{ тыс.руб}$$

Вариант 2.

Таблица 8.

Наименование РУ	Стоимость тыс. руб.,	Постоянная часть затрат, тыс. руб.,	Номер узла,	Всего, тыс. руб.,
РУ-110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.	9063	11970	1,2,3	63099
РУ-110 кВ. Мостик с выключателем в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии.	11150	11970	4,5	35090
РУ-110 кВ. Две системы шин с обходной	38800	25000	А	63800

$$K_{PY,2} = 161989 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство распределительной электрической сети 110/10.

$$K = K_{ЛЭП} + K_{ТР} + K_{KV} + K_{PY}$$

Вариант 1.

$$K = 199760 + 180000 + 12000 + 161989 = 553749 \text{ тыс. руб}$$

Вариант 2.

$$K = 194560 + 180000 + 12000 + 161989 = 548549 \text{ тыс. руб}$$

Объем реализованной продукции.

$$O_P = T_{\max} \sum_{i=1}^N P_i \cdot b / 10 = 4500 \cdot (17 + 23 + 30 + 27 + 20) \cdot \frac{2,20}{10} = 1158300 \text{ тыс. руб},$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание оборудования.

$$U_{APO} = K \cdot \alpha$$

$$\alpha = 2,8\%$$

$$U_{APO,1} = 553749 \cdot 0,028 = 15504,97 \text{ тыс. руб}$$

$$U_{APO,2} = 548549 \cdot 0,028 = 15359,37 \text{ тыс. руб}$$

Суммарные издержки.

$$U_{\Sigma} = U_{APO} + U_{\Delta W}$$

$$U_{\Sigma,1} = 15504,97 + 7413,23 = 22918,204 \text{ тыс. руб}$$

$$U_{\Sigma,2} = 15359,37 + 7401,22 = 22760,59 \text{ тыс. руб}$$

Прибыль.

$$\Pi = Q_P + U_{APO}$$

$$П_1 = 1158300 - 15504,97 = 1142795,03 \text{ тыс.руб}$$

$$П_2 = 1158300 - 15359,37 = 1142940,63 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль. Принимаем 20%.

$$H = 0,2П$$

$$H_1 = 0,2 \cdot 1142795,03 = 228559,01 \text{ тыс.руб}$$

$$H_2 = 0,2 \cdot 1142940,63 = 228588,12 \text{ тыс.руб}$$

Рентабельность сети.

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

$$P_1 = \frac{1158300 - 7413,23 - 228559,01}{553749} = 1,665$$

$$P_2 = \frac{1158300 - 7401,22 - 228588,22}{548549} = 1,68$$

Расчет срока окупаемости.

Величина кредита:

$$K = 548549 \text{ тыс.руб}$$

Численность персонала $N = 30$ человек.

Средняя зарплата $ЗП = 15000$ тыс.руб.

Покупной тариф на электроэнергию $T_{\text{покуп}} = 163$ коп./кВт ч.

Число часов работы сети в нормальном режиме за год $T_{\text{уст}} = 4500$ ч.

РЭС получает определенное количество эл. эн. по цене:

$$П_{\text{приоб}} = T_{\text{покуп}} \cdot T_{\text{уст}} \cdot \Sigma P_{\text{уст.РЭС}}$$

$$П_{\text{приоб}} = 1,63 \cdot 4500 \cdot 117 = 858195 \text{ тыс.руб}$$

Отчисления в фонд оплаты труда и на социальные нужды.

$$\Phi OT = 12 \cdot 15 \cdot 30 = 5400 \text{ тыс. руб}$$

$$Q_{\text{соц.нужд}} = 0,356 \cdot 5400 = 1971 \text{ тыс. руб}$$

Отчисления на амортизацию

$$U_{\text{АРО}} = 15359,37 \text{ тыс. руб}$$

Затраты на эксплуатационные расходы на ЛЭП и силовое оборудование.

$$З_{\text{ЛЭП}} = 0,004 \cdot K_{\text{ЛЭП}} = \text{тыс. руб}$$

$$З_{\text{ЛЭП}} = 0,004 \cdot 194560 = 718,24 \text{ тыс. руб}$$

$$З_{\text{ПС}} = 0,003 \cdot K_{\text{ПС}} = \text{тыс. руб}$$

$$З_{\text{ПС}} = 0,003 \cdot (180000 + 12000 + 161989) = 1061,967 \text{ тыс. руб}$$

Итого:

$$З = З_{\text{ЛЭП}} + З_{\text{ПС}} = 1840,21 \text{ тыс. руб}$$

Тариф на электроэнергию для потребителей.

$$\text{ТРЕАЛ} = 2,20 \text{ руб./кВт ч}$$

Реализованная энергия.

$$P_{\text{РЕАЛ}} = T_{\text{ПОКУП}} \cdot T_{\text{УСТ}} \cdot \Sigma P_{\text{уст.РЭС}} = 2,20 \cdot 4500 \cdot 117 = 1158300 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие расходы.

$$П_{ПР} = 0,01(П_{ПРИОБ} + ФОР + Q_{CH} + U_{АРО} + З)$$

$$П_{ПР} = 0,01(858195 + 5400 + 1971 + 15359,37 + 1840,21) = 8827,66 \text{ тыс. руб.}$$

Налоги (относимые на финансовые результаты).

А) На содержание жилого фонда.

$$H_{ЖФ} = 0,015 \cdot П_{РЕАЛ}$$

$$H_{ЖФ} = 0,015 \cdot 1158300 = 17374,5 \text{ тыс. руб.}$$

Б) Налог на имущество.

$$H_{ИМ} = 0,02 \cdot K$$

$$H_{ИМ} = 0,02 \cdot 548549 = 10970,98 \text{ тыс. руб.}$$

Налоги (относимые на себестоимость за год)

А) Транспортный налог.

$$H_{ТР} = 0,01 \cdot П_{РЕАЛ}$$

$$H_{ТР} = 0,01 \cdot 1158300 = 11583 \text{ тыс. руб.}$$

Балансовая прибыль.

$$П_{Б} = П_{РЕАЛ} - (П_{ПРИОБ} + ФОР + Q_{CH} + U_{АРО} + З + П_{ПР})$$

$$П_{Б} = 242838,76 \text{ тыс. руб.}$$

Налогооблагаемая прибыль.

$$П_{РАСЧ} = П_{Б} - H_{Ф}$$

$$H_{Ф} = H_{Ж/Ф} + H_{ИМ}$$

$$P_{PACЧ} = P_B - H_{\Phi} = 242838,76 - 30832,33 = 212006,44 \text{ тыс.руб.}$$

$$H_{\Phi} = 30832,33 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль.

$$H_{ПР} = 0,2 \cdot P_{PACЧ}$$

$$H_{ПР} = 0,2 \cdot 212006,44 = 42401,29 \text{ тыс.руб.}$$

Чистая прибыль.

$$P_{ЧИСТ} = P_{PACЧ} - H_{ПР}$$

$$P_{ЧИСТ} = 212006,44 - 42401,29 = 169605,15 \text{ тыс.руб.}$$

Определение срока окупаемости проекта.

Таблица 9.

Год	Ежегодная чистая прибыль, тыс.руб.	Выплата процентов за кредит, тыс. руб.	Остаток непогашенного долга, тыс. руб.
1	169605,15	548549+54854,9	433798,7
2	169605,15	433798,7+43379,8	307573,4
3	169605,15	307573,4+30757,3	168925,6
4	169605,15	168925,6+16892,56	16213
5	169605,15	16213+1621,3	-151770,8

Срок окупаемости предприятия составляет 5 лет.

Полученный срок является приемлемым, т.к. соответствует нормативным значениям для данного типа сооружений.

9. Расчет режимов сети

Максимальный режим

Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в

трансформаторах

Расчетная нагрузка ПС определяется по формуле [1]:

$$S_{расч,i} = S_{н,i} + \Delta S_i - j(Q_{c,ab}^H + Q_{c,da}^K), (35)$$

где $S_{н,i}$ - нагрузка i-ой ПС;

ΔS_i - потери полной мощности в трансформаторе;

$Q_{c,ab}^H, Q_{c,da}^K$ - реактивные мощности, генерируемые в начале линии da и конце линии ab.

Емкостные мощности линий $Q_{c,ab}^H, Q_{c,da}^K$ определяются по номинальным напряжениям [1]:

$$Q_{c,ab}^H = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{ab}, (36)$$

$$Q_{c,da}^K = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{da}, (37)$$

где b_{ab}, b_{da} - емкостные проводимости линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость определяется следующим образом:

$$b_{л} = b_0 L_{л}, (38)$$

где b_0 - удельная емкостная проводимость линии (выбирается по [1, табл. 7.5], исходя из марки провода);

$L_{л}$ - длина линии.

Определим потери мощности в трансформаторе, согласно [1]:

$$\Delta P_i = k \Delta P_x + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_K S_i^2}{S_{ном}^2}, (39)$$

$$\Delta Q_i = \frac{k I_{x\%} S_{ном}}{100} + \frac{1}{k} \frac{u_{K\%} S_i^2}{100 S_{ном}}, (40)$$

где k – количество одинаковых трансформаторов ПС;

S_i - полная мощность i -ой ПС;

ΔP_x , $S_{ном}$, $I_{x\%}$, $u_{K\%}$ - паспортные данные соответствующего трансформатора.

Потери полной мощности в трансформаторе:

$$\Delta S_i = \Delta P_i + j \Delta Q_i. (41)$$

Для ПС № 1 ($2 \times ТРДН - 16000/110$):

$$\Delta P_1 = 2 \cdot 19 \cdot 10^3 + \frac{1}{2} \frac{85 \cdot 10^3 \cdot (17,7 \cdot 10^6)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 0,095 MBm$$

$$\Delta Q_1 = \frac{2 \cdot 0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{100} + \frac{1}{2} \frac{10,5 (17,7 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 0,92 Mвар$$

$$\Delta S_1 = 0,095 + j0,92 MB \cdot A.$$

Определим расчетную нагрузку:

$$S_{расч,1} = 17 + j5,1 + j0,095 + 0,92 - j \frac{1}{2} (110 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2 \cdot 2,66 \cdot 24 = 17,095 + j5,25 MB \cdot A$$

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

$$\Delta P_2 = 2 \cdot 27 \cdot 10^3 + \frac{1}{2} \cdot \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (24 \cdot 10^6)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,109 MBm,$$

$$\Delta Q_2 = \frac{2 \cdot 0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5(24 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 1,56 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_2 = 0,109 + j1,56 \text{ МВ} \cdot A$$

Определим расчетную нагрузку:

$$S_{\text{расч},2} = 23 + j6,9 + 0,109 + j1,56 - j \frac{1}{2} (110 \cdot 10^{-3})^2 (2,66 \cdot 48) = 23,109 + j6,92 \text{ МВ} \cdot A. \quad \text{Для ПС}$$

№ ПС № 3 ($2 \times TPDH - 25000/110$):

$$\Delta P_3 = 2 \cdot 27 \cdot 10^3 + \frac{1}{2} \cdot \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (31,7 \cdot 10^6)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,15 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_3 = \frac{2 \cdot 0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5(31,7 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 2,46 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_3 = 0,15 + j2,46 \text{ МВ} \cdot A$$

Определим расчетную нагрузку:

$$S_{\text{расч},3} = 30 + j10,36 + 0,15 + j2,46 - j \frac{1}{2} (110 \cdot 10^{-3})^2 (2,658 \cdot 28) = 30,15 + j11,92 \text{ МВ} \cdot A. \quad \text{Для}$$

ПС № 4 ($2 \times TPDH - 25000/110$):

$$\Delta P_4 = 2 \cdot 27 \cdot 10^3 + \frac{1}{2} \cdot \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (28,1 \cdot 10^6)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,13 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_4 = \frac{2 \cdot 0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5(28,1 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 2,01 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_4 = 0,13 + j2,01 \text{ МВ} \cdot A.$$

Определим расчетную нагрузку:

$$S_{\text{расч},4} = 27 + j8,1 + 0,13 + j2,01 - j \frac{1}{2} (110 \cdot 10^{-3})^2 (2,658 \cdot 22,4 + 2,658 \cdot 24) = 27,13 + j8,6 \text{ МВ} \cdot A.$$

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

$$\Delta P_5 = 2 \cdot 27 \cdot 10^3 + \frac{1}{2} \cdot \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (20,8 \cdot 10^6)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,096 \text{ MBm};$$

$$\Delta Q_5 = \frac{2 \cdot 0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5(20,8 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 1,25 \text{ Mвар};$$

$$\Delta S_1 = 0,096 + j1,25 \text{ MB} \cdot A.$$

Определим расчетную нагрузку:

$$S_{\text{расч},5} = 20 + j6 + 0,096 + j1,25 - j \frac{1}{2} (110 \cdot 10^{-3})^2 (2,658 \cdot 22,4 + 2,658 \cdot 47,2) = 20,096 + j5,01 \text{ MB} \cdot A.$$

Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Определим полные сопротивления линий [1, табл.7,5].

Таблица 10

Линия	Марка провода	$z_{\pi} = (r_0 + jx_0)L_{\pi}/100, \text{ Ом}$
A – 4	AC – 120/19	$z_{A-4} = 5,86 + j10,25$
A – 5	AC – 120/19	$z_{A-5} = 11,52 + j20,15$
5 – 4	AC – 120/19	$z_{5-4} = 5,46 + j9,56$

С помощью выражения:

$$S_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k z_{1k}^*}{z_{n-1}^*}; (42)$$

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

$$S_{A-4} = \frac{S_{p4}(z_{5-4}^* + z_{A-5}^*) + S_{p5}z_{A-5}^*}{z_{A-5}^* + z_{5-4}^* + z_{A-4}^*},$$

$$\begin{aligned}
S_{A-4} &= \frac{(27,13 + j8,6) \cdot (16,98 - j29,71) + (20,096 + j5,01)(11,52 - j20,15)}{22,84 - j39,96} = \\
&= 30,33 + j8,81 MB \cdot A; \\
S_{A-5} &= \frac{S_{p5}(z_{5-4}^* + z_{A-4}^*) + S_{p4}z_{A-4}^*}{z_{A-4}^* + z_{5-4}^* + z_{A-4}^*}, \\
S_{A-5} &= \frac{(20,096 + j5,01) \cdot (11,32 - j19,81) + (27,13 + j8,6)(5,86 - j10,25)}{22,84 - j39,96} = \\
&= 16,94 + j4,62 MB \cdot A;
\end{aligned}$$

По первому закону Кирхгофа:

$$\begin{aligned}
S_{5-4} &= S_{A-4} - S_{p4} \\
S_{5-4} &= 3,2 + j0,21 MB \cdot A.
\end{aligned}$$

Нагрузки в узлах равны:

$$\begin{aligned}
S_{A-5}^{\kappa} &= S_{A-5} = 16,94 + j4,62 MB \cdot A, \\
S_{A-4}^{\kappa} &= S_{A-4} = 30,33 + j8,81 MB \cdot A, \\
S_{5-4}^{\kappa} &= S_{5-4} = 3,2 + j0,21 MB \cdot A.
\end{aligned}$$

Потери мощности в линии А — 4:

$$\begin{aligned}
\Delta S_{Z,A-4} &= \frac{(P_{A-4}^{\kappa})^2 + (Q_{A-4}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{A-4}, \\
\Delta S_{Z,A-4} &= \frac{30,33^2 + 8,81^2}{110^2} (5,86 + j10,25) = 0,427 + j0,747 MB \cdot A.
\end{aligned}$$

Мощность в начале линии А — 4:

$$S_{A-4}^H = S_{A-4}^{\kappa} + \Delta S_{z,A-4} = 30,76 + j9,56 MB \cdot A.$$

Потери мощности в линии 5 – 4:

$$\Delta S_{Z,5-4} = \frac{(P_{5-4}^K)^2 + (Q_{5-4}^K)^2}{U_{ном}^2} z_{5-4},$$

$$\Delta S_{Z,5-4} = \frac{3,2^2 + 0,21^2}{110^2} (5,46 + j9,56) = 0,004 + j0,007 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии 5 – 4:

$$S_{5-4}'' = S_{5-4}^K + \Delta S_{z,5-4} = 3,20 + j0,22 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Потери мощности в линии А-5:

$$\Delta S_{Z,A-5} = \frac{(P_{A-5}^K)^2 + (Q_{A-5}^K)^2}{U_{ном}^2} z_{A-5},$$

$$\Delta S_{Z,A-5} = \frac{16,94^2 + 4,62^2}{110^2} (11,52 + j20,15) = 0,26 + j0,45 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии А – 5:

$$S_{A-5}'' = S_{A-5}^K + \Delta S_{z,A-5} = 17,20 + j5,07 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассмотрим двухцепные линии

Определим полные сопротивления линий [1, табл.7,5].

Таблица 11

Линия	Марка провода	$z_n = (r_0 + jx_0)L_n / 100, \text{ Ом}$
А – 1	АС – 120/19	$z_{A-1} = 5,86 + j10,25$
А-2	АС – 120/19	$z_{A-2} = 11,71 + j20,50$

A-3	AC – 120/19	$z_{A-3} = 6,83 + j11,96$
-----	-------------	---------------------------

Нагрузки в узлах равны:

$$S_{A-1}^{\kappa} = 8,55 + j2,63 MB \cdot A,$$

$$S_{A-2}^{\kappa} = 11,55 + j3,46 MB \cdot A,$$

$$S_{A-3}^{\kappa} = 15,08 + j5,96 MB \cdot A$$

Потери мощности в линии A – 1:

$$\Delta S_{Z,A-1} = \frac{(P_{A-1}^{\kappa})^2 + (Q_{A-1}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} z_{A-1},$$

$$\Delta S_{Z,A-1} = \frac{8,55^2 + 2,63^2}{110^2} (5,86 + j10,25) = 0,04 + j0,07 MB \cdot A.$$

Мощность в начале линии A – 1:

$$S_{A-1}^H = S_{A-1}^{\kappa} + \Delta S_{z,A-1} = 8,59 + j2,70 MB \cdot A.$$

Потери мощности в линии A – 2:

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

$$\Delta S_{Z,A-2} = \frac{11,55^2 + 3,46^2}{110^2} (11,71 + j20,50) = 0,14 + j0,25 MB \cdot A.$$

Мощность в начале линии A – 2:

$$S_{A-2}^H = S_{A-2}^{\kappa} + \Delta S_{z,A-2} = 11,69 + j3,71 MB \cdot A.$$

Потери мощности в линии А – 3:

$$\Delta S_{Z,A-3} = \frac{(P_{A-3}^\kappa)^2 + (Q_{A-3}^\kappa)^2}{U_{ном}^2} z_{A-3},$$

$$\Delta S_{Z,A-3} = \frac{15,08^2 + 5,96^2}{110^2} (6,83 + j11,96) = 0,15 + j0,26 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии А – 3:

$$S_{A-3}^H = S_{A-3}^\kappa + \Delta S_{z,A-3} = 15,23 + j6,22 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определение значения напряжения в узловых точках в максимальном режиме

Для ПС № 1:

$$\begin{aligned} U_1 &= U_{\max} - \frac{P_{A-1}^H r_{0,A-1} L_{A-1} + Q_{A-1}^H x_{0,A-1} L_{A-1}}{U_{\max}} - j \frac{P_{A-1}^H x_{0,A-1} L_{A-1} - Q_{A-1}^H r_{0,A-1} L_{A-1}}{U_{\max}} = \\ &= 117 - \frac{(8,59 \cdot 5,86 + 2,7 \cdot 10,29)}{117} - j \frac{(8,59 \cdot 10,29 - 2,7 \cdot 5,86)}{117} = \\ &= 116,33 - j0,62 = 116,33 e^{-j2,4} \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для ПС № 2:

$$\begin{aligned} U_2 &= U_{\max} - \frac{P_{A-2}^H r_{0,A-2} L_{A-2} + Q_{A-2}^H x_{0,A-2} L_{A-2}}{U_{\max}} - j \frac{P_{A-2}^H x_{0,A-2} L_{A-2} - Q_{A-2}^H r_{0,A-2} L_{A-2}}{U_{\max}} = \\ &= 117 - \frac{(11,69 \cdot 11,71 + 3,71 \cdot 20,5)}{117} - j \frac{(11,69 \cdot 20,5 - 3,71 \cdot 11,71)}{117} = \\ &= 115,18 - j1,67 = 115,19 e^{-j0,9} \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для ПС № 3:

$$\begin{aligned}
U_3 &= U_{\max} - \frac{P_{A-3}^H r_{0,A-3} L_{A-3} + Q_{A-3}^H x_{0,A-3} L_{A-3}}{U_{\max}} - j \frac{P_{A-3}^H x_{0,A-3} L_{A-3} - Q_{A-3}^H r_{0,A-3} L_{A-3}}{U_{\max}} = \\
&= 117 - \frac{(15,23 \cdot 6,83 + 6,22 \cdot 11,96)}{117} - j \frac{(15,23 \cdot 11,96 - 6,22 \cdot 6,83)}{117} = \\
&= 115,48 - j1,19 = 115,49 e^{-j1,9} \text{ кВ}
\end{aligned}$$

Для ПС № 4:

$$\begin{aligned}
U_4 &= U_{\max} - \frac{P_{A-4}^H r_{0,A-4} L_{A-4} + Q_{A-4}^H x_{0,A-4} L_{A-4}}{U_{\max}} - j \frac{P_{A-4}^H x_{0,A-4} L_{A-4} - Q_{A-4}^H r_{0,A-4} L_{A-4}}{U_{\max}} = \\
&= 117 - \frac{(30,76 \cdot 5,86 + 9,56 \cdot 10,25)}{117} - j \frac{(30,76 \cdot 10,25 - 9,56 \cdot 5,86)}{117} = \\
&= 114,62 - j2,22 = 114,64 e^{-j1,25} \text{ кВ}
\end{aligned}$$

Для ПС № 5:

$$\begin{aligned}
U_5 &= U_{\max} - \frac{P_{A-5}^H r_{0,A-5} L_{A-5} + Q_{A-5}^H x_{0,A-5} L_{A-5}}{U_{\max}} - j \frac{P_{A-5}^H x_{0,A-5} L_{A-5} - Q_{A-5}^H r_{0,A-5} L_{A-5}}{U_{\max}} = \\
&= 117 - \frac{(17,20 \cdot 11,52 + 5,07 \cdot 20,15)}{117} - j \frac{(17,20 \cdot 20,15 - 5,07 \cdot 11,52)}{117} = \\
&= 114,43 - j2,46 = 114,45 e^{-j2,16} \text{ кВ}
\end{aligned}$$

Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме

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

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - P_H R_T - Q_H X_T}, (43)$$

где P_H, Q_H - активная и реактивная мощности нагрузки в

рассматриваемом режиме;

R_T, X_T - активное и реактивное сопротивление трансформаторов, определенных.

На подстанциях 2,3,4,5 установлены трансформаторы с расщепленными обмотками, поэтому U'_H определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - \left[\left(P_H R_{TB} + \frac{P_H}{2} R_{TH} \right) + \left(Q_H X_{TB} + \frac{Q_H}{2} X_{TH} \right) \right]}, \quad (44)$$

Где

$$P_H = \frac{P_H \Delta P_T}{2} - \Delta P_{XX}, \quad (45)$$

$$Q_H = \frac{Q_H \Delta Q_T}{2} - \Delta Q_{XX}, \quad (46)$$

$$R_{TB} = \frac{\Delta R_{K,BH-HH} U_{ном}^2}{2 S_{ном}^2}, \quad (47)$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 R_{TB}, \quad (48)$$

$$X_{TB} = \frac{u_{K,BH-HH} U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right), \quad (49)$$

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{K,BH-HH1}}{u_{K,BH-HH}} - 1 \right), \quad (50)$$

$$u_{K,BH-HH} = 15 \text{ из [4]}, \quad (51)$$

$$X_{TH} = \frac{u_{K,BH-HH} U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \frac{K_p}{2}. \quad (52)$$

Для ПС № 1 ($2 \times TДН - 16000/110$):

$$P_{H,1} = \frac{17 - 0,095}{2} - 0,019 = 8,43 \text{ MBm};$$

$$Q_{H,1} = \frac{5,1 - 0,92}{2} - 0,112 = 1,98 \text{ Мвар};$$

$$R_T = 4,38 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = 86,7 \text{ Ом};$$

$$U'_{H,1} = \frac{116,33}{2} + \sqrt{\frac{116,33^2}{4} - 8,43 \cdot 4,38 - 1,98 \cdot 86,7} = 114,51 \text{ кВ};$$

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

$$n_{отв}^{жел} = \left(\frac{U'_H U_{HH}}{U_{H,жел} U_{BH}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{отв}}, (52)$$

$$n_{отв,1}^{жел} = \left(\frac{114,51 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -2,78, \text{ округляем } n_{отв} = -3.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определяется по формуле:

$$U_H = \frac{U'_H U_{HH}}{U_{BH} \left(1 + n_{отв} \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)}, (53)$$

$$U_{H,1} = \frac{114,51 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-3) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{ кВ}.$$

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

$$\delta U = \frac{U_H - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100, (54)$$

$$\delta U_1 = \frac{11-10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

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

$$P_{H,2} = \frac{23 - 0,109}{2} - 0,027 = 11,42 \text{ МВт};$$

$$Q_{H,2} = \frac{6,9 - 1,56}{2} - 0,175 = 2,495 \text{ Мвар};$$

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

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot 1,3 = 2,6 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \left(1 - \frac{1,71}{4} \right) = 31,8 \text{ Ом};$$

$$K_p = 4 \left(\frac{15}{10,5} - 1 \right) = 1,71;$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{1,71}{2} = 47,5 \text{ Ом};$$

$$U'_{H,2} = \frac{115,19}{2} + \sqrt{\frac{115,19^2}{4} - \left[\left(111,42 \cdot 1,3 + \frac{11,42}{2} 2,6 \right) + \left(2,5 \cdot 31,8 + \frac{2,5}{2} 47,5 \right) \right]} = 112,44 \text{ кВ};$$

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

$$n_{отв,2}^{жел} = \left(\frac{112,44 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -3,75, \text{ округляем } n_{отв} = -4.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,2} = \frac{112,44 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-4) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \kappa B$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения:

$$\delta U_2 = \frac{11 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

Для ПС № 3 ($2 \times TPДН - 25000/110$):

$$P_{H,3} = \frac{30 - 0,15}{2} - 0,027 = 14,90 MBm ;$$

$$Q_{H,3} = \frac{10,36 - 2,46}{2} - 0,175 = 3,78 Mвар ;$$

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

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot 1,3 = 2,6 Ом ;$$

$$X_{TB} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \left(1 - \frac{1,71}{4} \right) = 31,8 Ом ;$$

$$K_p = 4 \left(\frac{15}{10,5} - 1 \right) = 1,71 ;$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{1,71}{2} = 47,5 Ом ;$$

$$U'_{H,3} = \frac{115,49}{2} + \sqrt{\frac{115,49^2}{4} - \left[\left(14,90 \cdot 1,3 + \frac{14,90}{2} 2,6 \right) + \left(3,78 \cdot 31,8 + \frac{3,78}{2} 47,5 \right) \right]} = 113,29 \kappa B ;$$

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

$$n_{отв,3}^{жсел} = \left(\frac{113,29 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -3,35, \text{ округляем } n_{отв} = -3.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,3} = \frac{113,29 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-3) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,93 \text{ кВ}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения:

$$\delta U_3 = \frac{10,93 - 10}{10} \cdot 100 = 9,3\%.$$

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

$$P_{H,4} = \frac{27 - 0,13}{2} - 0,027 = 13,41 \text{ МВт};$$

$$Q_{H,4} = \frac{8,1 - 2,01}{2} - 0,175 = 2,87 \text{ Мвар};$$

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

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot 1,3 = 2,6 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \left(1 - \frac{1,71}{4} \right) = 31,8 \text{ Ом};$$

$$K_p = 4 \left(\frac{15}{10,5} - 1 \right) = 1,71;$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{1,71}{2} = 47,5 \text{ Ом};$$

$$U'_{H,4} = \frac{114,64}{2} + \sqrt{\frac{114,64^2}{4} - \left[\left(13,41 \cdot 1,3 + \frac{13,41}{2} 2,6 \right) + \left(2,87 \cdot 31,8 + \frac{2,87}{2} 47,5 \right) \right]} =$$

$$= 112,92 \text{ кВ};$$

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

$$n_{отв,4}^{жел} = \left(\frac{112,92 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -3,52, \text{ округляем } n_{отв} = -4.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,4} = \frac{112,92 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-4) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{ кВ}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения:

$$\delta U_4 = \frac{11 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

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

$$P_{H,5} = \frac{20 - 0,96}{2} - 0,027 = 9,93 \text{ МВт};$$

$$Q_{H,5} = \frac{6 - 1,25}{2} - 0,175 = 2,2 \text{ Мвар};$$

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

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot 1,3 = 2,6 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \left(1 - \frac{1,71}{4}\right) = 31,8 \text{ Ом};$$

$$K_p = 4 \left(\frac{15}{10,5} - 1 \right) = 1,71;$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{1,71}{2} = 47,5 \text{ Ом};$$

$$U'_{H,5} = \frac{114,45}{2} + \sqrt{\frac{114,45^2}{4} - \left[\left(9,93 \cdot 1,3 + \frac{9,93}{2} \cdot 2,6 \right) + \left(2,2 \cdot 31,8 + \frac{2,2}{2} \cdot 47,5 \right) \right]} =$$

$$= 113,14 \text{ кВ};$$

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{H, \text{жел}}$:

$$n_{\text{отв},5}^{\text{жел}} = \left(\frac{113,14 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -3,29, \text{ округляем } n_{\text{отв}} = -3.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,5} = \frac{113,14 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-3) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,92 \text{ кВ}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения:

$$\delta U_5 = \frac{10,92 - 10}{10} \cdot 100 = 9,2\%$$

Послеаварийный режим

Особо тяжелыми для работы сети могут оказаться так называемые послеаварийные режимы, которые возникают после каких-либо отключений,

вызванные повреждением оборудования. Рассмотрим послеаварийные режим, возникающий при наибольших нагрузках сети, когда требуется мобилизация всех имеющихся возможностей.

$$S_{p,5} = S_{4-5}^{\kappa} = 20,096 + j5,01 MB \cdot A.$$

$$\Delta S_{Z,4-5} = \frac{(P_{4-5}^{\kappa})^2 + (Q_{4-5}^{\kappa})^2}{U_{авар}^2} z_{4-5} ;$$

$$\Delta S_{Z,4-5} = \frac{20,096^2 + 5,01^2}{109^2} (5,46 + j9,56) = 0,197 + j0,345 MB \cdot A .$$

$$S_{5-4}^H = S_{5-4}^{\kappa} + \Delta S_{Z,5-4} ,$$

$$S_{3-4}^H = 20,29 + j5,36 MB \cdot A .$$

$$S_{A-4} = 47,23 + j13,61 MB \cdot A$$

$$\Delta S_{Z,A-4} = \frac{(P_{A-4}^{\kappa})^2 + (Q_{A-4}^{\kappa})^2}{U_{авар}^2} z_{A-4} ;$$

$$\Delta S_{Z,A-4} = \frac{47,23^2 + 13,61^2}{109^2} (5,86 + j10,25) = 1,19 + j2,08 MB \cdot A .$$

$$S_{A-4}^H = S_{A-4}^{\kappa} + \Delta S_{Z,A-4} ,$$

$$S_{A-4}^H = 48,42 + j15,68 MB \cdot A .$$

$$S_{A-1} = S_{p1} ,$$

$$S_{A-1}^{\kappa} = 17,095 + j5,25 MB \cdot A .$$

$$\Delta S_{Z,A-1} = \frac{(P_{A-1}^{\kappa})^2 + (Q_{A-1}^{\kappa})^2}{U_{авар}^2} z_{A-1} ;$$

$$\Delta S_{Z,A-1} = \frac{17,095^2 + 5,25^2}{109^2} (5,86 + j10,25) = 0,079 + j0,138 MB \cdot A .$$

$$S_{A-1}^H = S_{A-1}^{\kappa} + \Delta S_{Z,A-1}$$

$$S_{A-1}^H = 17,174 + j5,388 MB \cdot A .$$

$$S_{A-2} = S_{p2} ,$$

$$S_{A-2}^{\kappa} = 23,109 + j6,92 MB \cdot A .$$

$$\Delta S_{Z,A-2} = \frac{(P_{A-2}^\kappa)^2 + (Q_{A-2}^\kappa)^2}{U_{авар}^2} z_{A-2};$$

$$\Delta S_{Z,A-2} = \frac{23,109^2 + 6,92^2}{109^2} (11,71 + j20,50) = 0,287 + j1,028 \text{ MB} \cdot A.$$

$$S_{A-2}^H = S_{A-2}^\kappa + \Delta S_{Z,A-2}$$

$$S_{A-2}^H = 23,396 + j7,95 \text{ MB} \cdot A.$$

$$S_{A-3} = S_{p3},$$

$$S_{A-3}^\kappa = 30,15 + j11,92 \text{ MB} \cdot A.$$

$$\Delta S_{Z,A-3} = \frac{(P_{A-3}^\kappa)^2 + (Q_{A-3}^\kappa)^2}{U_{авар}^2} z_{A-3};$$

$$\Delta S_{Z,A-3} = \frac{30,15^2 + 11,92^2}{109^2} (6,83 + j11,96) = 0,303 + j0,529 \text{ MB} \cdot A.$$

$$S_{A-3}^H = S_{A-3}^\kappa + \Delta S_{Z,A-3}$$

$$S_{A-3}^H = 30,45 + j12,45 \text{ MB} \cdot A.$$

Определение значения напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме

Для ПС № 1:

$$\begin{aligned} U_1 &= 109 - \frac{(17,17 \cdot 5,86 + 5,39 \cdot 10,29)}{109} - j \frac{(17,17 \cdot 10,29 - 5,39 \cdot 5,86)}{109} = \\ &= 101,85 - j7,15 = 102,1 e^{-j4} \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для ПС № 2:

$$\begin{aligned} U_2 &= 119 - \frac{(23,40 \cdot 11,71 + 7,95 \cdot 20,5)}{109} - j \frac{(23,40 \cdot 20,5 - 7,95 \cdot 11,71)}{109} = \\ &= 88,96 - j20,04 = 91,19 e^{-j12,7} \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для ПС № 3:

$$U_3 = 109 - \frac{(30,45 \cdot 6,83 + 12,45 \cdot 11,96)}{109} - j \frac{(30,45 \cdot 11,96 - 12,45 \cdot 6,83)}{109} =$$

$$= 92,63 - j16,37 = 94,07 e^{-j10} \text{ кВ}$$

Для ПС № 4:

$$U_4 = 109 - \frac{(48,42 \cdot 5,86 + 15,68 \cdot 10,25)}{109} - j \frac{(48,42 \cdot 10,25 - 15,68 \cdot 5,86)}{109} =$$

$$= 88,62 - j20,38 = 90,93 e^{-j13} \text{ кВ}$$

Для ПС № 5:

$$U_5 = 109 - \frac{(17,20 \cdot 5,46 + 5,07 \cdot 9,56)}{109} - j \frac{(17,20 \cdot 9,56 - 5,07 \cdot 5,46)}{109} =$$

$$= 95,23 - j13,77 = 96,22 e^{-j8} \text{ кВ}$$

Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

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

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{H, \text{жел}}$:

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

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определяется по формуле:

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

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

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

Для ПС № 1:

$$U'_{H,1} = \frac{102, P}{2} + \sqrt{\frac{102,1^2}{4} - 8,43 \cdot 4,38 - 1,98 \cdot 86,7} = 100,02 \text{ кВ};$$

$$n_{отв,1}^{жсл} = \left(\frac{100,02 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,54, \text{ округляем } n_{отв,1} = -9;$$

$$U_{H,1} = \frac{100,02 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-9) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{ кВ};$$

$$\delta U_1 = \frac{11 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%.$$

Для ПС № 2:

$$U'_{H,2} = \frac{91,19}{2} + \sqrt{\frac{91,19^2}{4} - \left[\left(111,42 \cdot 1,3 + \frac{11,42}{2} 2,6 \right) + \left(2,5 \cdot 31,8 + \frac{2,5}{2} 47,5 \right) \right]} = 89,34 \text{ кВ};$$

$$n_{отв,2}^{жсл} = \left(\frac{89,34 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,92, \text{ округляем } n_{отв2} = -9;$$

$$U_{H,20} = \frac{89,34 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-9) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{ кВ};$$

$$\delta U_2 = \frac{11-10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

Для ПС №3:

$$U'_{H,3} = \frac{194,07}{2} + \sqrt{\frac{94,07^2}{4} - \left[\left(14,90 \cdot 1,3 + \frac{14,90}{2} 2,6 \right) + \left(3,78 \cdot 31,8 + \frac{3,78}{2} 47,5 \right) \right]} = 91,35 \text{ кВ};$$

$$n_{отв,3}^{жсл} = \left(\frac{91,35 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,8, \text{ округляем } n_{отв,3} = -9;$$

$$U_{H,3} = \frac{91,35 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-9) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{ кВ};$$

$$\delta U_3 = \frac{11-10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

Для ПС № 4:

$$U'_{H,4} = \frac{90,93}{2} + \sqrt{\frac{90,93^2}{4} - \left[\left(13,41 \cdot 1,3 + \frac{13,41}{2} 2,6 \right) + \left(2,87 \cdot 31,8 + \frac{2,87}{2} 47,5 \right) \right]} = 80,84 \text{ кВ};$$

$$n_{отв,4}^{жсл} = \left(\frac{80,84 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,6, \text{ округляем } n_{отв,4} = -9;$$

$$U_{H,4} = \frac{80,84 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-9) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{ кВ};$$

$$\delta U_4 = \frac{11-10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

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

$$U'_{H,5} = \frac{96,22}{2} + \sqrt{\frac{96,22^2}{4} - \left[\left(9,93 \cdot 1,3 + \frac{9,93}{2} 2,6 \right) + \left(2,2 \cdot 31,8 + \frac{2,2}{2} 47,5 \right) \right]} = 94,66 \text{ кВ};$$

$$n_{отв,5}^{жел} = \left(\frac{94,66 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,54, \text{ округляем } n_{отв} = -9.$$

$$U_{H,5} = \frac{94,66 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-9) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,99 \text{ кВ}.$$

$$\delta U_5 = \frac{10,99 - 10}{10} \cdot 100 = 9,9\%$$

Список используемой литературы

1. Солдаткина Л.А. – «Электрические сети и системы»: учебное пособие для вузов. Москва, Энергия, 1978 г.;
2. Крючков И.П. и Неклепаев Б.Н. – «Электрическая часть станций и подстанций», справочник, Москва, Энергия, 1977 г.;
3. Мельников Н.А. – «Электрические системы и сети» Учебное пособие для вузов. Издание 2-ое, стереотип, Москва, Энергия, 1975 г.;
4. Неклепаев Б.Н. – «Электрическая часть станций и подстанций» Учебник для студентов, Москва, Энергия, 1976 г.;
5. Рокотян С.С. и Шапиро И.М. - «Справочник по проектированию электроэнергетических систем» 3-е издание, переработанное и дополненное, Москва, Энергоатомиздат, 1985 г. [1]
6. Идельчик В. И. – «Электроэнергетические системы и сети», Москва, Энергоатомиздат, 1989 г, [2]
7. Файбисович Д. Л. – «Справочник по проектированию электрических сетей» 2-е издание, переработанное и дополненное, Москва, ЭНАС, 2007г; [3]
8. Валиуллина Д. М., Козлов В. К. – «Районная электрическая сеть электроэнергетической системы. Метод указания», Казань, гос. энерг. ун-т, 2006; [4]