

ПРИМЕР РАСЧЕТА ОДНОГО ИЗ ВАРИАНТОВ СХЕМ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Вариант 10

1. Исходные данные

Масштаб:

в 1 клетке – 14км.

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

$$\operatorname{tg}\varphi_A = 0,33.$$

Напряжение на шинах подстанции «А», кВ:

$$U_{\max} = 115; U_{\text{авар}} = 107.$$

Число часов использования максимальной нагрузки, час/год:

$$T_{\max} = 4100.$$

Продолжительность перегрузки силовых трансформаторов в течение суток

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

Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт:

$$P_{\max 5} = 19, P_{\max 7} = 16, P_{\max 9} = 35, P_{\max 11} = 44.$$

Коэффициенты реактивной мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения:

$$\operatorname{tg}\varphi_5 = 0,80; \operatorname{tg}\varphi_7 = 0,69; \operatorname{tg}\varphi_9 = 0,85; \operatorname{tg}\varphi_{11} = 0,69.$$

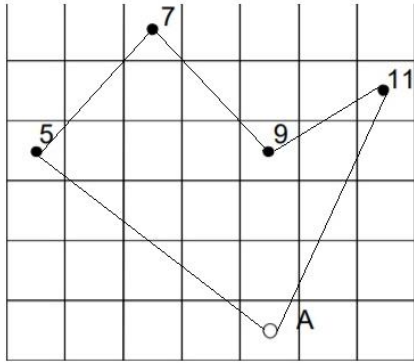
В составе потребителей на всех ПС имеются нагрузки I и II категорий по надежности электроснабжения с преобладанием нагрузок II категории.

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

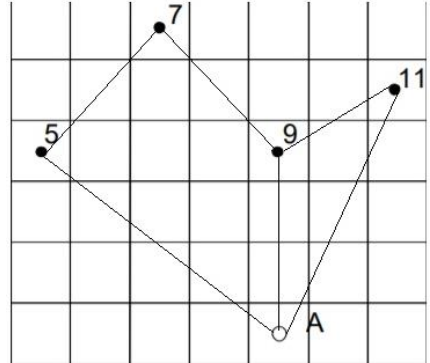
1.2. Выбор вариантов схемы сети

При выборе схем районной электрической сети ориентируемся на суммарную длину ЛЭП и на надежность схемы для I категории потребителей.

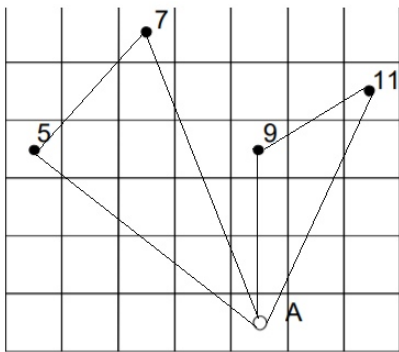
№1



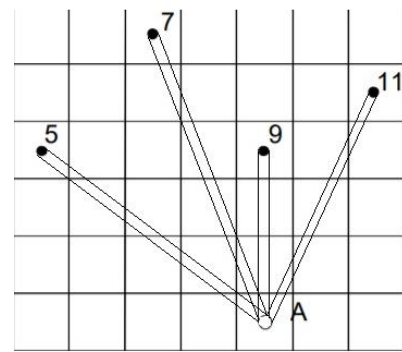
№2



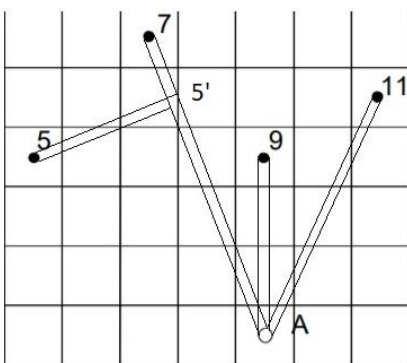
№3



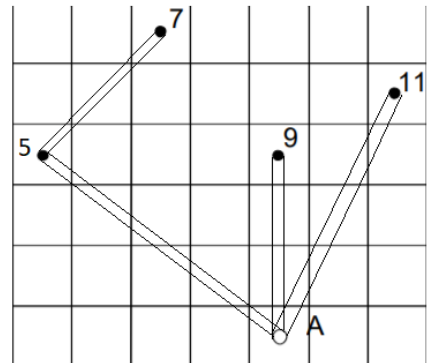
№4

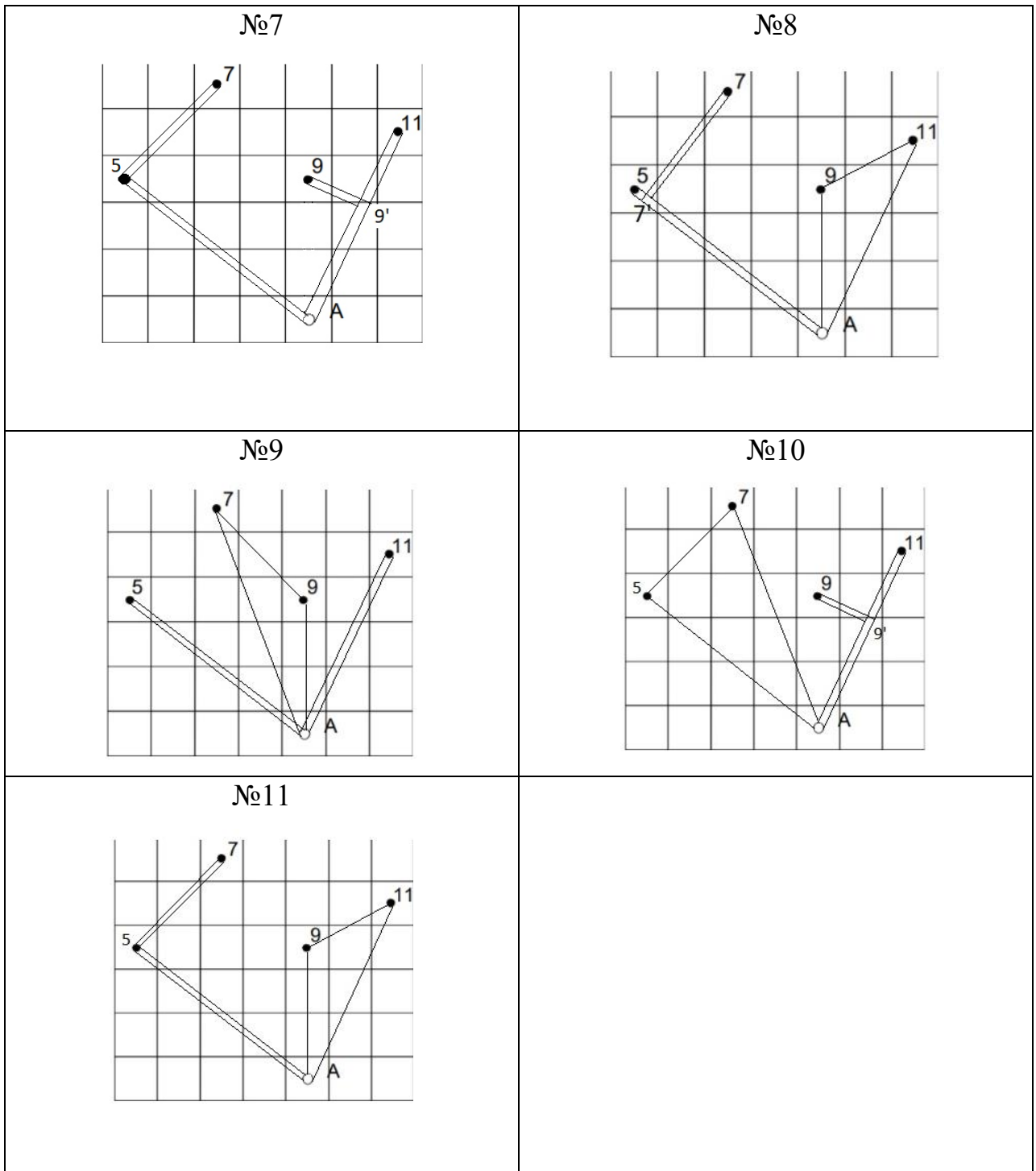


№5



№6





Выбираем схемы №5 и №10

2. Формирование вариантов схемы РЭС и выбор номинального напряжения сети

В качестве расчетных выбрали две конфигурации РЭС (рис. 2.1). Пер-

воначально для них проводятся приближенные расчёты.

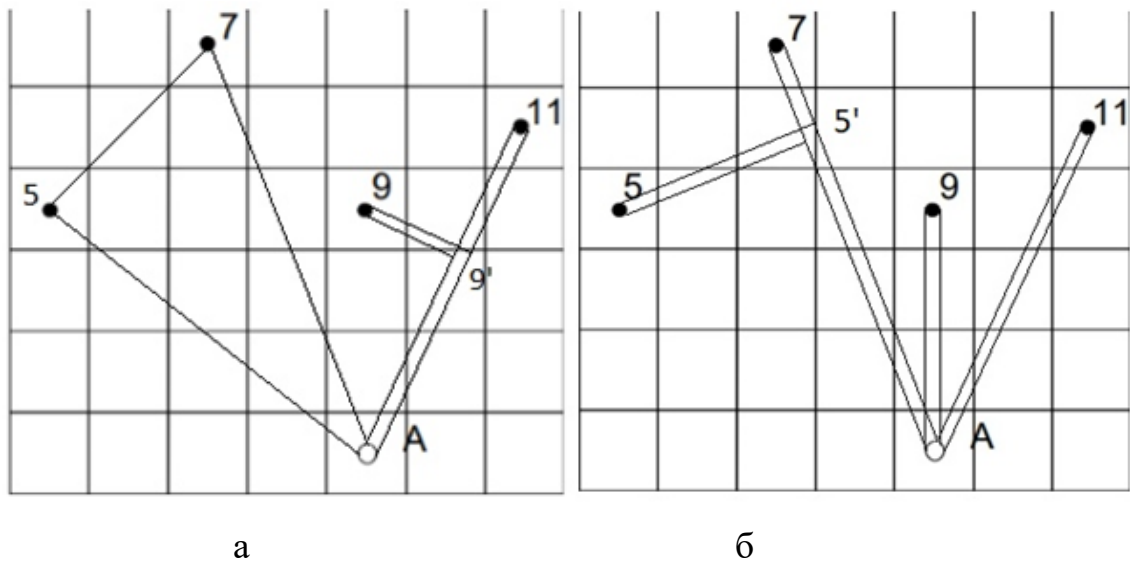


Рис. 2.1. Схемы конфигурации электрической сети

а – вариант 1; б – вариант 2

ВАРИАНТ 1

Для выбранной конфигурации электрической сети предварительно определим экономически целесообразное напряжение. Для этого нужно определить длины трасс линий по участкам, учитывая заданный масштаб и соответствующие передаваемые мощности.

Длины трасс линий:

$$L_{A-5} = 70 \text{ км} ; L_{5-7} = 39,2 \text{ км} ; L_{A-7} = 77 \text{ км} ; L_{A-9} = 37,8 \text{ км} ; L_{9-9'} = 21 \text{ км} ; L_{9'-11} = 25,2 \text{ км}$$

Далее расчет начинаем с замкнутого контура (кольца) А–5–7–А. Разделим его по точке питания А, представив в виде линии с двухсторонним питанием и определим соответствующие мощности. Для этого задаем точку потокораздела и направления мощностей. Если при расчёте получается мощность со знаком «-», то нужно изменить место точки потокораздела и направление мощностей.

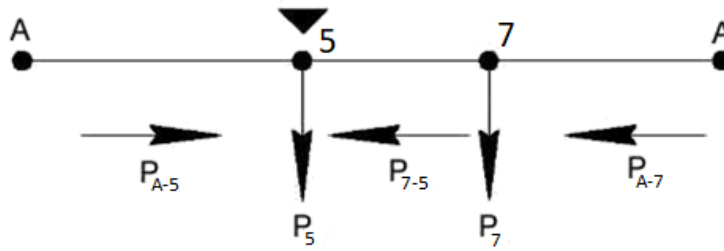


Рис. 2.2. Точка потокораздела и направление мощностей контура А-5-7-А

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

$$P_{A-5} = \frac{P_5(L_{5-7} + L_{A-7}) + P_7L_{A-7}}{L_{A-5} + L_{5-7} + L_{A-7}} = \frac{19(39,2 + 77) + 16 \cdot 77}{70 + 39,2 + 77} = 18,47 \text{ МВт}$$

$$P_{A-7} = \frac{P_7(L_{5-7} + L_{A-5}) + P_5L_{A-5}}{L_{A-5} + L_{5-7} + L_{A-7}} = \frac{16(39,2 + 70) + 19 \cdot 70}{70 + 39,2 + 77} = 16,53 \text{ МВт}$$

По первому закону Кирхгофа определяем мощность на участке 7-5:

$$P_{7-5} = P_{A-7} - P_7 = 16,53 - 16 = 0,53 \text{ МВт}$$

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

- для первой цепи (1ц) линии А-9': $P_{A-9'} = \frac{P_{11}+P_9}{2} = \frac{35+44}{2} = 39,5 \text{ МВт}$
- для первой цепи (1ц) линии 9'-9: $P_{9'-9} = \frac{P_9}{2} = \frac{35}{2} = 17,5 \text{ МВт}$
- для первой цепи (1ц) линии 9'-11: $P_{9'-11} = \frac{P_{11}}{2} = \frac{44}{2} = 22 \text{ МВт}$

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

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном,А-5}}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-5}} + \frac{2500}{P_{A-5}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{70} + \frac{2500}{18,47}}} = 83,75 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ},5-7}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{5-7}} + \frac{2500}{P_{5-7}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{39,2} + \frac{2500}{0,53}}} = 14,54 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ},A-7}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-7}} + \frac{2500}{P_{A-7}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{77} + \frac{2500}{16,53}}} = 79,62 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ},A-9'}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-9'}} + \frac{2500}{P_{A-9'}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{37,8} + \frac{2500}{39,5}}} = 114,41 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ},9'-9}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{9'-9}} + \frac{2500}{P_{9'-9}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{21} + \frac{2500}{17,5}}} = 77,46 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ},9'-11}^3 = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{9'-11}} + \frac{2500}{P_{9'-11}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25,2} + \frac{2500}{22}}} = 86,58 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НОМ},\text{ср}}^3 = \frac{83,75 + 14,54 + 79,62 + 114,41 + 77,46 + 86,58}{6} = 76,06 \text{ кВ}$$

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

ВАРИАНТ 2

Длины трасс линий:

$$L_{A-9} = 42 \text{ км} ; L_{A-11} = 63 \text{ км} ; L_{A-5'} = 60,2 \text{ км} ; L_{5'-5} = 36,4 \text{ км} ;$$

$$L_{5'-7} = 16,8 \text{ км}$$

Определим мощности, передаваемые по каждой цепи двухцепных линий:

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии } A-5': P_{A-5'} = \frac{P_5 + P_7}{2} = \frac{19 + 16}{2} = 17,5 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии } 5'-5: P_{5'-5} = \frac{P_5}{2} = \frac{19}{2} = 9,5 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии } 5'-7: P_{5'-7} = \frac{P_7}{2} = \frac{16}{2} = 8 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии } A-9: P_{A-9} = \frac{P_9}{2} = \frac{35}{2} = 17,7 \text{ МВт}$$

$$- \text{ для первой цепи (1ц) линии } A-11: P_{A-11} = \frac{P_{11}}{2} = 44 = 22 \text{ МВт}$$

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

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{\text{ном,А-9}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{А-9}}} + \frac{2500}{P_{\text{А-9}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{42} + \frac{2500}{17,5}}} = 80,39 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном,А-11}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{А-11}}} + \frac{2500}{P_{\text{А-11}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{63} + \frac{2500}{22}}} = 90,66 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном,А-5'}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{А-5'}}} + \frac{2500}{P_{\text{А-5'}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60,2} + \frac{2500}{17,5}}} = 83,1 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном,5'-5}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{5'-5}}} + \frac{2500}{P_{\text{5'-5}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{36,4} + \frac{2500}{9,5}}} = 60,1 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном,5'-7}}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{5'-7}}} + \frac{2500}{P_{\text{5-7}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16,8} + \frac{2500}{8}}} = 54,05 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном,ср}}^{\text{э}} = \frac{80,39 + 90,66 + 83,1 + 60,1 + 54,05}{5} = 73,66 \text{ кВ}$$

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

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

$$P_{\text{п.нб}} = (k_0 + \Delta P_c)(P_5 + P_7 + P_9 + P_{11}) = (0,95 + 0,05)(19 + 16 + 35 + 44) = 114 \text{ МВт}$$

Для дальнейших расчетов для каждого узла определим наибольшую

реактивную нагрузку i -го узла $Q_{нб.i}$, Мвар, и наибольшую полную нагрузку i -го узла $S_{нб.i}$, МВ·А:

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

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

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

Наибольшая реактивная нагрузка для 5,7,9 и 11-й подстанций:

$$Q_{нб.5} = P_{нб.5} \cdot tg\varphi_5 = 19 \cdot 0,80 = 15,2 \text{ Мвар}$$

$$Q_{нб.7} = P_{нб.7} \cdot tg\varphi_7 = 16 \cdot 0,69 = 11,04 \text{ Мвар}$$

$$Q_{нб.9} = P_{нб.9} \cdot tg\varphi_9 = 35 \cdot 0,85 = 29,75 \text{ Мвар}$$

$$Q_{нб.11} = P_{нб.11} \cdot tg\varphi_{11} = 44 \cdot 0,69 = 30,36 \text{ Мвар}$$

Наибольшая полная нагрузка 5,7,9 и 11-й подстанций:

$$S_{нб.5} = \sqrt{P_{нб.5}^2 + Q_{нб.5}^2} = \sqrt{19^2 + 15,2^2} = 24,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{нб.7} = \sqrt{P_{нб.7}^2 + Q_{нб.7}^2} = \sqrt{16^2 + 11,04^2} = 19,45 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{нб.9} = \sqrt{P_{нб.9}^2 + Q_{нб.9}^2} = \sqrt{35^2 + 29,75^2} = 45,94 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{нб.11} = \sqrt{P_{нб.11}^2 + Q_{нб.11}^2} = \sqrt{44^2 + 30,36^2} = 53,45 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Так как мы рассматриваем электрическую сеть с одной трансформацией напряжения 110/10 кВ, то $\alpha_{Т,i}$ примем равным 1 ($\alpha_{Т,i} = 1$):

$$\Delta Q_{Т.Σ} = 0,1[\alpha_{Т,i}(S_{нб.1} + S_{нб.3} + S_{нб.5} + S_{нб.6})]$$

$$= 0,1[1(24,33 + 19,45 + 45,94 + 53,45)] = 14,317 \text{ Мвар}$$

Далее определяем суммарную наибольшую реактивную мощность $Q_{п.нб}$, потребляемую с шин электростанции или районной подстанции (А), являющихся источниками питания для проектируемой сети определим по следующей формуле:

Отсюда:

$$Q_{п.нб} = 0,98(Q_{нб.1} + Q_{нб.3} + Q_{нб.5} + Q_{нб.6}) + \Delta Q_{Т.Σ} =$$

$$= 0,98(15,2 + 11,04 + 29,75 + 30,36) + 14,317 = 98,94 \text{ Мвар}$$

4. Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{П.нб} = 98,94$ Мвар сравниваем со значением реактивной мощности Q_c , которую целесообразно получать из системы в проектируемую сеть, удовлетворяющей балансу реактивной мощности в системе:

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

где $P_{П.нб}$ – наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, определена в пункте 3; $\operatorname{tg}\varphi_A = 0,33$ указан в исходных данных:

$$Q_c = P_{П.нб} \cdot \operatorname{tg}\varphi_A = 114 \cdot 0,33 = 37,62 \text{ Мвар}$$

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

$$Q_{K\Sigma} = Q_{П.нб} - Q_c = 98,94 - 37,62 = 61,32 \text{ Мвар}$$

Найду мощности конденсаторных батарей по условию минимизации приведенных затрат на передачу реактивной мощности с использованием экономического значения $\operatorname{tg}\varphi_{ЭК} = 0,3$.

Определим по 1-му условию мощности (расчетные) конденсаторных установок, предусматриваемых на каждой ПС, используя данную формулу:

$$Q_{k,5} = P_{нб.5} (\operatorname{tg}\varphi_5 - \operatorname{tg}\varphi_A) = 19(0,80 - 0,33) = 8,93 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,7} = P_{нб.7} (\operatorname{tg}\varphi_7 - \operatorname{tg}\varphi_A) = 16(0,69 - 0,33) = 5,76 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,9} = P_{нб.9} (\operatorname{tg}\varphi_9 - \operatorname{tg}\varphi_A) = 35(0,85 - 0,33) = 18,2 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,11} = P_{нб.11} (\operatorname{tg}\varphi_{11} - \operatorname{tg}\varphi_A) = 44(0,69 - 0,33) = 15,84 \text{ Мвар}$$

Определим по 2-му условию мощности (расчетные) конденсаторных установок, предусматриваемых на каждой ПС, используя следующую формулу:

$$Q_{k,5} = P_{нб.5} (\operatorname{tg}\varphi_5 - \operatorname{tg}\varphi_{\text{Э}}) = 19(0,80 - 0,3) = 9,5 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,7} = P_{н6.7}(tg\varphi_7 - tg\varphi_3) = 16(0,69 - 0,3) = 6,24 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,9} = P_{н6.9}(tg\varphi_9 - tg\varphi_3) = 35(0,85 - 0,3) = 19,25 \text{ Мвар}$$

$$Q_{k,11} = P_{н6.11}(tg\varphi_{11} - tg\varphi_3) = 44(0,69 - 0,3) = 17,16 \text{ Мвар}$$

В моем случае мощности конденсаторных установок, определенные по второму условию, получились больше, поэтому второе условие будет решающим для выбора конденсаторных установок.

Для трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения количество конденсаторных установок на каждой ПС равно четырем. Для трансформаторов без расщепленной обмотки низшего напряжения количество конденсаторных установок на каждой ПС равно двум.

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
5	4	УКРМ-10,5-2350-У1
7	2	УКРМ-10,5-3100-У1
9	4	УКРМ-10,5-4800-У1
11	4	УКРМ-10,5-4300-У1

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

– для 5–го узла $Q_{k,5}: 4 \times \text{УКРМ-10,5-2350} = 9,4 \text{ Мвар}$

– для 7–го узла $Q_{k,7}: 2 \times \text{УКРМ-10,5-3100} = 6,2 \text{ Мвар}$

– для 9–го узла $Q_{k,9}: 4 \times \text{УКРМ-10,5-4800} = 19,2 \text{ Мвар}$

– для 11–го узла $Q_{k,11}: 4 \times \text{УКРМ-10,5-4300} = 17,2 \text{ Мвар}$

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

$$Q_i = Q_{нб,i} - Q_{к,i}$$

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

$$Q_5 = Q_{нб,5} - Q_{к,5} = 15,2 - 9,4 = 5,8 \text{ Мвар}$$

$$Q_7 = Q_{нб,7} - Q_{к,7} = 11,04 - 6,2 = 4,84 \text{ Мвар}$$

$$Q_9 = Q_{нб,9} - Q_{к,9} = 29,75 - 19,2 = 10,55 \text{ Мвар}$$

$$Q_{11} = Q_{нб,6} - Q_{к,6} = 30,36 - 17,2 = 13,16 \text{ Мвар}$$

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:

$$S_5 = |P_{нб,15} + jQ_5| = |19 + j5,8| = \sqrt{19^2 + 5,8^2} = 19,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_7 = |P_{нб,7} + jQ_7| = |16 + j4,84| = \sqrt{16^2 + 4,84^2} = 16,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_9 = |P_{нб,9} + jQ_9| = |35 + j10,55| = \sqrt{35^2 + 10,55^2} = 36,55 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{11} = |P_{нб,11} + jQ_{11}| = |44 + j13,16| = \sqrt{44^2 + 13,16^2} = 45,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

5. Выбор силовых трансформаторов понижающих подстанций

Выбор количества трансформаторов выполняем с учетом категорийности потребителей по степени надежности электроснабжения. В нашей проектируемой сети, на всех подстанциях имеются потребители I и II категории и $P_{\max} > 10$ МВт, тогда количество устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

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

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

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

$$\text{– для ПС № 5: } S_{\text{расч.тр.5}} = \frac{S_5}{K_{\text{перегр.тр.}}} = \frac{19,87}{1,1} = 18,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{– для ПС № 7: } S_{\text{расч.тр.7}} = \frac{S_7}{K_{\text{перегр.тр.}}} = \frac{16,77}{1,1} = 15,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{– для ПС № 9: } S_{\text{расч.тр.9}} = \frac{S_9}{K_{\text{перегр.тр.}}} = \frac{36,55}{1,1} = 33,23 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{– для ПС № 11: } S_{\text{расч.тр.11}} = \frac{S_{11}}{K_{\text{перегр.тр.}}} = \frac{45,93}{1,1} = 41,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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
5	19,87	18,06	2×ТРДН-25000/110
7	16,77	15,25	2×ТДН-16000/110
9	36,55	33,23	2×ТРДН-40000/110
11	45,93	41,75	2×ТРДЦН-63000/110

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

Данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Справочные данные	ТДН-16000/110	ТРДН-25000/110	ТРДН-40000/110	ТРДЦН-63000/110
$S_{\text{ном}}$, МВ·А	16	25	40	63
Пределы регулирования на стороне ВН	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{\text{ном.ВН}}$, кВ	115	115	115	115
$U_{\text{ном.НН}}$, кВ	11	10,5	10,5	10,5
$U_{\text{к.ВН-НН}}$, %	10,5	10,5	10,5	10,5
$U_{\text{к.ВН-НН1(ВН-НН2)}}$, %	20	20	20	20
ΔP_k , кВт	85	120	172	260
ΔP_x , кВт	19	27	36	59
I_x , %	0,7	0,7	0,65	0,6

6. Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи

ВАРИАНТ 1

Рассмотрим в начале замкнутый контур (кольцо) А–5–7–А – линию с двухсторонним питанием (А–5–7–А) (рис. 6.1). Разделим его по точке питания А, представим в виде линии с двухсторонним питанием (рис.3) и найдём соответствующие мощности. Задаем точку потокораздела – точку 5 - и направления потоков мощности.

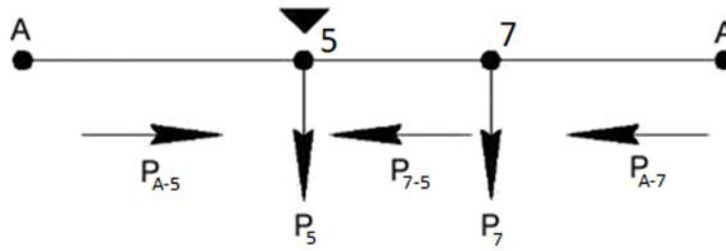


Рис. 6.1

Определим потоки полной мощности по упрощенным формулам по участкам А-5, А-7, 7-5:

$$S_{A-5} = \frac{S_5(L_{5-7} + L_{A-7}) + S_7L_{A-7}}{L_{A-5} + L_{5-7} + L_{A-7}} = \frac{19,87(39,2 + 77) + 16,77 \cdot 77}{70 + 39,2 + 77} = 19,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-7} = \frac{S_7(L_{5-7} + L_{A-5}) + S_5L_{A-5}}{L_{A-5} + L_{5-7} + L_{A-7}} = \frac{16,77(39,2 + 70) + 19,83 \cdot 70}{70 + 39,2 + 77} = 17,31 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По первому закону Кирхгофа определим мощность на участке 6-3:

$$S_{7-5} = S_{A-7} - S_7 = 17,31 - 16,77 = 0,54 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

Далее рассмотрим двухцепные линии. Определим потоки полной мощности по участкам А-9', 9'-9, 9'-11 по каждой цепи двухцепных линий:

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии А-9': } S_{A-9'} = \frac{S_9 + S_{11}}{2} = \frac{36,55 + 45,93}{2} =$$

$$41,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии 9'-9: } S_{9'-9} = \frac{S_9}{2} = \frac{36,54}{2} = 18,28 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{— для первой цепи (1ц) линии 9'-11: } S_{9'-11} = \frac{S_{11}}{2} = \frac{45,93}{2} = 22,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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 ; α_t – коэффициент, учитывающий заданное число часов использования максимальной нагрузки линии T_{\max} . Выбирается по [4, табл. 3.13] $\alpha_t = 1$.

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:

– В линии А – 5:

$$I_{\text{pA-5}} = \frac{S_{\text{A-5}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{19,33 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 106,66 \text{ A}$$

– В линии А - 7:

$$I_{\text{pA-7}} = \frac{S_{\text{A-7}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{17,31 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,1 = 95,51 \text{ A}$$

– В линии 6 - 3:

$$I_{\text{p7-5}} = \frac{S_{7-5}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{054 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 2,98 \text{ A}$$

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

– В одной цепи линии А - 9':

$$I_{\text{pA-9'}} = \frac{S_{\text{A-9}'}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{41,24 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 227,55 \text{ A}$$

– В одной цепи линии 5' - 5:

$$I_{\text{p9',-5}} = \frac{S_{9',-5}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{18,28 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 100,86 \text{ A}$$

– В одной цепи линии 5' - 1:

$$I_{\text{p9',-11}} = \frac{S_{9',-11}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{22,96 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 126,68 \text{ A}$$

По вычисленным значениям расчетных токов определяем расчетные сечения проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима ($J_{\text{э}}=1,1$, так как $T_{\text{max}}=4100$)

$$F_i = \frac{I_p}{J_{\text{э}}}$$

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

– для одноцепных линий «кольца»:

$$F_{A-5} = \frac{I_{pA-5}}{J_{\text{э}}} = \frac{106,66}{1,1} = 96,96 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-7} = \frac{I_{pA-7}}{J_{\text{э}}} = \frac{95,51}{1,1} = 86,83 \text{ мм}^2$$

$$F_{6-3} = \frac{I_{p6-3}}{J_{\text{э}}} = \frac{2,98}{1,1} = 2,71 \text{ мм}^2$$

– для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-9} = \frac{I_{pA-9}}{J_{\text{э}}} = \frac{227,55}{1,1} = 206,86 \text{ мм}^2$$

$$F_{9,-9} = \frac{I_{p9,-9}}{J_{\text{э}}} = \frac{100,86}{1,1} = 91,69 \text{ мм}^2$$

$$F_{9,-11} = \frac{I_{p9,-11}}{J_{\text{э}}} = \frac{126,68}{1,1} = 115,16 \text{ мм}^2$$

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 - 5: АС – 120/19;

– Для А - 7: АС – 120/19;

– Для 7 - 5: АС – 120/19;

- Для А - 9': АС – 240/32;
- Для 9' - 9: АС – 120/19;
- Для 9' - 11: АС – 120/19;

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-5-7-А):

- при обрыве линии А - 5 (наиболее нагруженной будет линия А - 7):

$$S_{A-7 \text{ авар}} = S_5 + S_7 = 16,77 + 19,87 = 36,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-7}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-7 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{36,64 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 202,17 \text{ А}$$

- при обрыве линии А - 7:

$$S_{A-5 \text{ авар}} = S_5 + S_7 = 19,87 + 16,77 = 36,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-5}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-5 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{36,64 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 202,17 \text{ А}$$

– поток мощности на участке 5-7 или 7-5 принять тот, который получится больше при обрыве линии А-5 или линии А-7:

$$S_{7-5 \text{ авар}} = S_5 = 19,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p7-7}^{\text{авар}} = \frac{S_{7-5 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{19,87 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 109,63 \text{ А}$$

Затем рассмотрим двухцепные линии А-9', 9'-9, 9'-11:

- обрыв одной цепи линии А-9':

$$S_{A-9' \text{ авар}} = S_9 + S_{11} = 36,55 + 45,93 = 82,48 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-9'}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-9' \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{82,48 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 455,09 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 9'-9:

$$S_{9'-9 \text{ авар}} = S_9 = 36,55 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p9'-9}^{\text{авар}} = \frac{S_{9'-9 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{36,55 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 201,67 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 9'-11:

$$S_{9'-11 \text{ авар}} = S_{11} = 45,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p9'-11}^{\text{авар}} = \frac{S_{9'-11 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{45,93 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 253,42 \text{ А}$$

По найденным 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 - 5: $202,17 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;
- Для А - 7: $202,17 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;
- Для 7 - 5: $109,63 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;
- Для А - 9': $455,09 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$ для АС–240/32;
- Для 9' - 9: $201,67 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;
- Для 9' - 11: $253,42 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19.

В данном случае решающим условием выбора сечения является первое условие, т.е. выбор сечения по экономической плотности тока в нормальном режиме. Все полученные результаты запишем в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Линия	А-5	А-7	7-5	А - 9'	9' - 9	9' - 11
$I_{p,i}, \text{А}$	106,66	95,51	2,98	227,55	100,86	126,68
Марка провода	АС– 120/19	АС– 120/19	АС– 120/19	АС– 240/32	АС– 120/19	АС– 120/19
$I_{p,i}^{\text{авар}}, \text{А}$	202,17	202,17	109,63	455,09	201,67	253,42
$I_{\text{доп},i}, \text{А}$	390	390	390	605	390	390

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длитель-

но 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 двухцепные линии. Определим потоки полной мощности по участкам А-9, А-11 А-5', 5'-5, 5'-7 по каждой цепи двухцепных линий:

- для первой цепи (1ц) линии А-9: $S_{A-9} = \frac{S_9}{2} = \frac{36,55}{2} = 18,28 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
- для первой цепи (1ц) линии А-11: $S_{A-11} = \frac{S_{11}}{2} = \frac{45,93}{2} = 22,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
- для первой цепи (1ц) линии А-5': $S_{A-5'} = \frac{S_5+S_7}{2} = \frac{19,87+16,77}{2} = 18,32 \text{ МВА}$
- для первой цепи (1ц) линии 5'-5: $S_{5'-5} = \frac{S_5}{2} = \frac{19,87}{2} = 9,94 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
- для первой цепи (1ц) линии 5'-5: $S_{5'-7} = \frac{S_7}{2} = \frac{16,77}{2} = 8,38 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

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

- В одной цепи линии А - 9:

$$I_{pA-9} = \frac{S_{A-9}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{18,28 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 100,86 \text{ А}$$

- В одной цепи линии А - 11:

$$I_{pA-11} = \frac{S_{A-11}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{22,96 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 126,68 \text{ А}$$

- В одной цепи линии А-5':

$$= \frac{S_{A-5'}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{18,32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 101,08 \text{ А}$$

- В одной цепи линии 5' - 5:

$$I_{p5'-5} = \frac{S_{5'-5}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{9,94 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 54,84 \text{ А}$$

- В одной цепи линии 5' - 7:

$$I_{p5',-7} = \frac{S_{5',-7}}{\sqrt{3}U_{ном}} \alpha_i \alpha_t = \frac{8,38 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 46,24 \text{ A}$$

По найденным значениям расчетных токов определяем расчетные сечения проводов ВЛ по условию экономической (нормированной) плотности тока для нормального режима ($J_{\text{э}}=1,1$, так как $T_{\text{max}}=4100$)

$$F_i = \frac{I_p}{J_{\text{э}}}$$

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

– для одной цепи двухцепных линий:

$$F_{A-9} = \frac{I_{pA-9}}{J_{\text{э}}} = \frac{100,86}{1,1} = 91,69 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-11} = \frac{I_{pA-11}}{J_{\text{э}}} = \frac{126,68}{1,1} = 115,16 \text{ мм}^2$$

$$F_{A-5'} = \frac{I_{pA-5'}}{J_{\text{э}}} = \frac{101,08}{1,1} = 91,89 \text{ мм}^2$$

$$F_{5',-5} = \frac{I_{p5',-5}}{J_{\text{э}}} = \frac{54,84}{1,1} = 49,85 \text{ мм}^2$$

$$F_{5',-5} = \frac{I_{p5',-7}}{J_{\text{э}}} = \frac{46,24}{1,1} = 42,04 \text{ мм}^2$$

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 - 9: АС – 120/19;
- Для А - 11: АС – 120/19;
- Для А - 5': АС – 120/19;
- Для 5' - 5: АС – 120/19;
- Для 5' - 7: 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].

Рассмотрим двухцепные линии А-9, А-11, А-5', 5'-5, 5'-7:

– обрыв одной цепи линии А-9:

$$S_{A-9 \text{ авар}} = S_9 = 36,55 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-9}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-9 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{36,55 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 201,67 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии А-11:

$$S_{A-11 \text{ авар}} = S_{11} = 45,92 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-11}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-11 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{45,92 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 253,42 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии А-5':

$$S_{A-5' \text{ авар}} = S_5 + S_7 = 19,87 + 16,77 = 36,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{pA-5'}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-5' \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{36,64 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 202,17 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 5'-5:

$$S_{5'-5 \text{ авар}} = S_5 = 19,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p5'-5}^{\text{авар}} = \frac{S_{5'-5 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{19,87 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 109,63 \text{ А}$$

– обрыв одной цепи линии 5'-7:

$$S_{5'-7 \text{ авар}} = S_7 = 16,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{p5'-7}^{\text{авар}} = \frac{S_{5'-7 \text{ авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{16,77 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 92,53 \text{ А}$$

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 - 9: $201,67 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;
- Для А - 11: $253,42 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;
- Для А - 5': $202,17 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;
- Для 5' - 5: $109,63 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19;
- Для 5' - 7: $92,53 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ для АС–120/19.

Все полученные результаты запишем в табл. 6.2.

Таблица 6.2

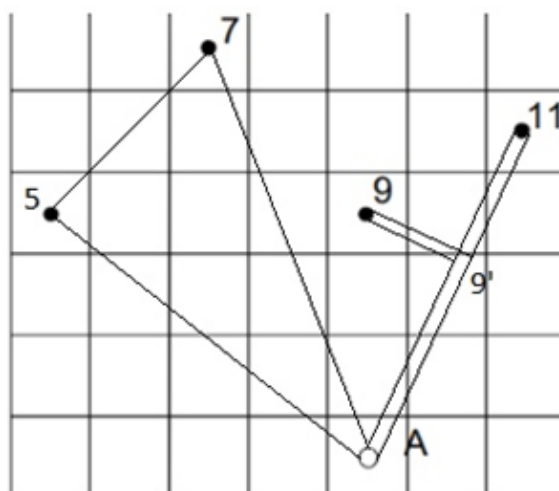
Линия	А-9	А-11	А - 5'	5' - 5	5' - 7
$I_{p,i}, \text{ А}$	100,86	126,68	101,08	54,84	46,24
Марка провода	АС– 120/19	АС– 120/19	АС– 120/19	АС– 120/19	АС– 120/19
$I_{p,i}^{\text{авар}}, \text{ А}$	201,67	253,42	202,17	109,63	92,53
$I_{\text{доп},i}, \text{ А}$	390	390	390	390	390

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 1



Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

Для ПС № 5 и 7 выбирают схему «мостик с выключателями в цепях
линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» № 5Н (рис. 3.6 части I).

Схема «5Н»

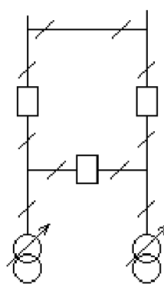


Рис. 3.6

Для ПС № 9 и 11 выбирают схему «два блока с выключателями и неав-
томатической перемычкой со стороны линий» № 4Н (рис. 3.5 части I).

Схема «4Н»

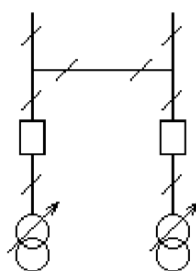


Рис. 3.5

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

Схема «13Н»

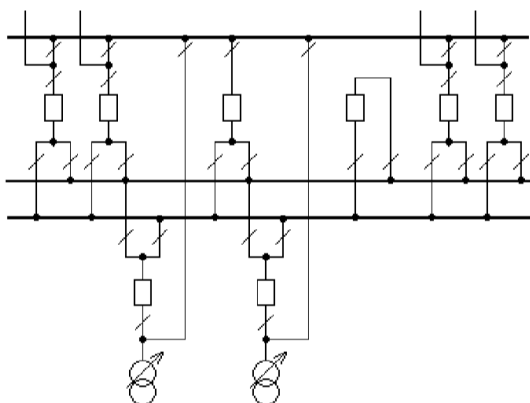


Рис. 3.10

Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 5, 9, 11 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).

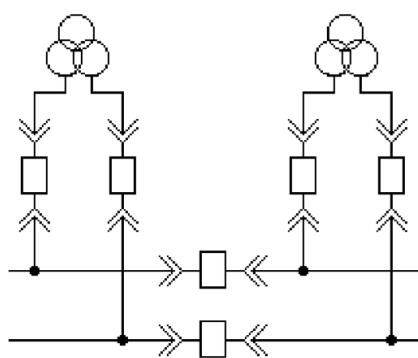


Рис.3.12.
Схема 10(6) – 2

На ПС № 7 применяют схемы 10(6)–1 - одна одиночная, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этой подстанции установлен трансформатора без расщепленной обмоткой НН (рис. 3.11 части I).

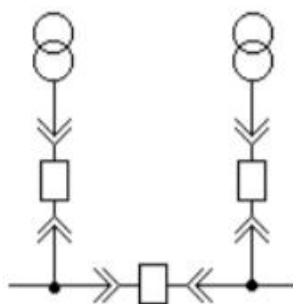
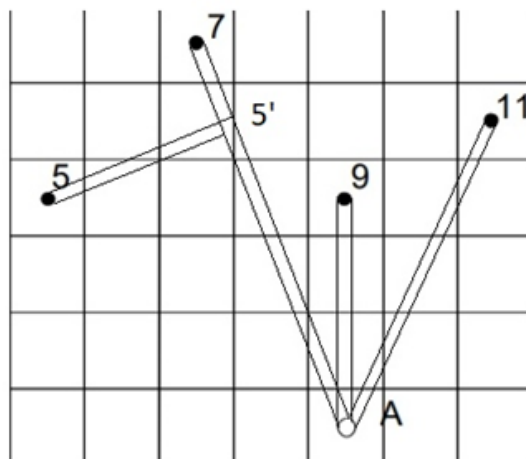


Рис. 3.11.
Схема 10(6) – 1

ВАРИАНТ 2



Применение схем распределительных устройств (РУ) на стороне ВН

Для ПС № 5, 7, 9, 11 выбирают схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 4Н (рис. 3.5 части I).

Схема «4Н»

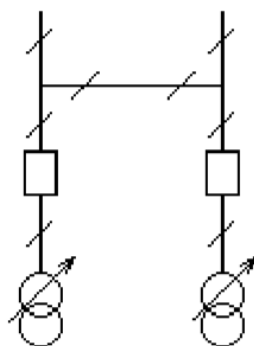


Рис. 3.5

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

Схема «13Н»

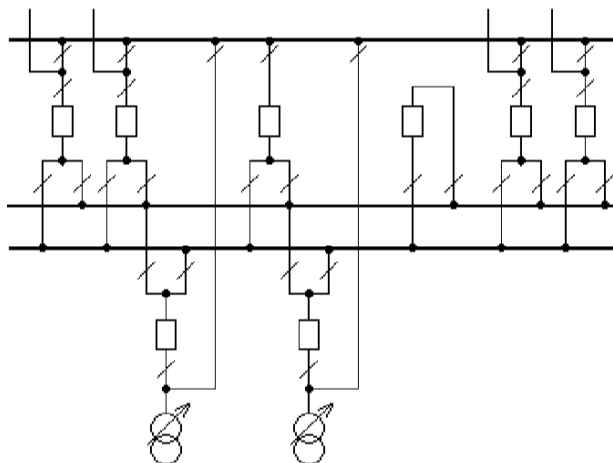


Рис. 3.10

Применение схем РУ 10 кВ

На ПС № 5, 9, 11 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).

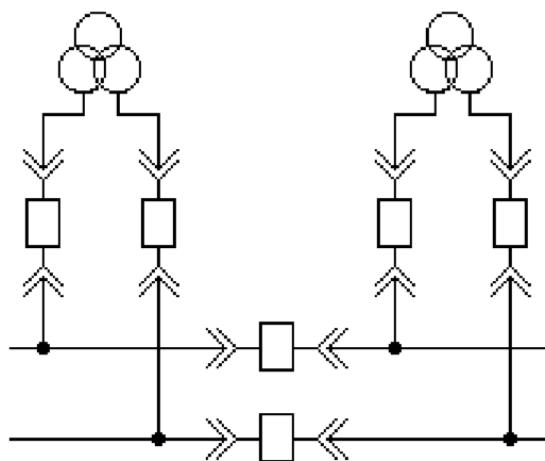


Рис.3.12.

Схема 10(6) – 2

На ПС № 7 применяют схемы 10(6)–1 - одна одиночная, секционированные выключателями системы шин, так как на всех этой подстанции установлен трансформатора без расщепленной обмоткой НН (рис. 3.11 части I).

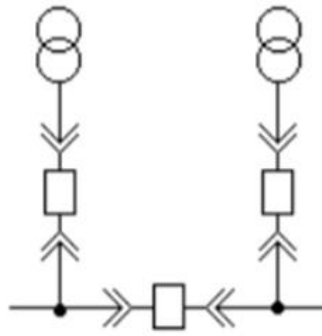


Рис. 3.11.
Схема 10(6) – 1

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 :

$$K_{A-9} = 37,8 \cdot 1440 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,26 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{9-9} = 21 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,44 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{9-11} = 25,2 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,73 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

– для одноцепных ВЛ «кольца»:

$$K_{A-5} = 70 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,57 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{5-7} = 39,2 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,99 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-7} = 77 \cdot 850 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 3,92 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (3,26 + 1,44 + 1,73 + 3,57 + 1,99 + 3,92) \cdot 10^8 = 15,91 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

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

$$K_T = K_{\text{ПЕРЕСЧ}} \cdot \sum_1^4 K_{\text{ТРi}} = 6,0 \cdot (9 \cdot 10^6 + 7,3 \cdot 10^6 + 5,5 \cdot 10^6 + 4,3 \cdot 10^6) =$$

$$= 156,6 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

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-10,5-2350-У1	750	4	3000
УКРМ-10,5-3100-У1	1125	2	2250
УКРМ-10,5-4800-У1	1550	4	6200
УКРМ-10,5-4300-У1	1550	4	6200

В сумме : $K_{\text{КУ}} = 1,77 \cdot 10^7 \cdot 6 = 10,62 \cdot 10^7 \text{ руб}$

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	$30000 \cdot 6,0 = 180000$	$9000 \cdot 6,0 = 54000$	5,7	468000
РУ–110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	$15200 \cdot 6,0 = 91200$	$9000 \cdot 6,0 = 54000$	9,11	290400
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:

$$K_{\text{РУНН1}} = 6,0 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 3) = 8,1 \cdot 10^7 \text{ руб}$$

$$K_{\text{РУНН2}} = 6,0 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 14 \cdot 1) = 1,34 \cdot 10^7 \text{ руб}$$

Тогда, вложения в распределительные устройства сети:

$$\begin{aligned} K_{\text{РУ}} &= K_{\text{РУВН}} + K_{\text{РУНН1}} + K_{\text{РУНН2}} = 11,82 \cdot 10^8 + 8,1 \cdot 10^7 + 1,34 \cdot 10^7 \\ &= 12,764 \cdot 10^8 \text{ руб} \end{aligned}$$

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

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

$$K_{(1)} = 15,91 \cdot 10^8 + 156 \cdot 10^6 + 10,62 \cdot 10^7 + 12,764 \cdot 10^8 = 3,13 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

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

где $T_{\text{МАХ}}=4100$ ч время, в течение которого используется максимум нагрузки:

$$\Delta W_{\text{T5}} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{19,87/2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 355,64 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{T7}} = 0,019 \cdot 8760 + 0,085 \cdot \left(\frac{16,77/2}{16} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 277,69 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{T9}} = 0,036 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{36,55/2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 386,59 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{T11}} = 0,059 \cdot 8760 + 0,26 \cdot \left(\frac{45,93/2}{63} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 608,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma} = 2(355,64 + 277,69 + 386,59 + 608,42) = 3,256 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются по формуле:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-5} = \left(\frac{19,33}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 70 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1314,09 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{5-7} = \left(\frac{0,54}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 39,2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 0,573 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-7} = \left(\frac{17,31}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 77 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1162,03 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-9} = \left(\frac{41,24}{110} \right)^2 \cdot 0,118 \cdot 37,8 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1615,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{9-9} = \left(\frac{18,28}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 21 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 353,26 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{9-11} = \left(\frac{22,96}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 25,2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 708,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} &= 1314,09 + 0,573 + 1162,03 + 1615,6 + 353,26 + 708,1 \\ &= 5,153 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

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

$$I_{\Delta W} = 3,25 \cdot (\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} + \Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma})$$

$$I_{\Delta W(1)} = 3,25 \cdot (5,153 \cdot 10^3 + 3,256 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 2,73 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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. :

$$K_{A-9} = 42 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,89 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-11} = 63 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 4,35 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{A-5} = 60,2 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 4,15 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{5,-5} = 36,4 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 2,51 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{5,-7} = 16,8 \cdot 1150 \cdot 10^3 \cdot 6,0 = 1,16 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Суммарные капиталовложения в линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (2,84 + 4,35 + 4,15 + 2,51 + 1,16) \cdot 10^8 = 15,06 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Определим капитальные вложения в строительство ПС 110/10 кВ.

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

$$K_{\text{T}} = K_{\text{ПЕРЕСЧ}} \cdot \sum_1^4 K_{\text{ТРi}} = 6,0 \cdot (9 \cdot 10^6 + 7,3 \cdot 10^6 + 5,5 \cdot 10^6 + 4,3 \cdot 10^6) = \\ = 156,6 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

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-10,5-2350-У1	750	4	3000
УКРМ-10,5-3100-У1	1125	2	2250
УКРМ-10,5-4800-У1	1550	4	6200
УКРМ-10,5-4300-У1	1550	4	6200

$$\text{В сумме : } K_{\text{КУ}} = 1,77 \cdot 10^7 \cdot 6 = 10,62 \cdot 10^7 \text{ руб}$$

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

стоимость постоянной части затрат по ПС 110/10 кВ [4, табл. 7.30].

Таблица 8.2

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб.	Постоянная часть затрат, тыс. руб	Номер узла	Всего, тыс. руб.
РУ–110 кВ. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	$15200 \cdot 6,0 = 91200$	$9000 \cdot 6,0 = 54000$	5,7,9,11	580800
РУ 110 кВ. Линейные ячейки с элегазовыми выключателями	$(7300 \cdot 10) \cdot 6,0 = 438000$	$12250 \cdot 6,0 = 73500$	А	511500

В сумме : $K_{РУВН} = 10,92 \cdot 10^8$ 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:

$$K_{РУНН1} = 6,0 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 28 \cdot 3) = 8,1 \cdot 10^7 \text{ руб}$$

$$K_{РУНН2} = 6,0 \cdot (160 \cdot 10^3 \cdot 14 \cdot 1) = 1,34 \cdot 10^7 \text{ руб}$$

Таким образом, вложения в распределительные устройства сети

$$K_{PY} = K_{PYBH} + K_{PYHH} = 10,92 \cdot 10^8 + 8,1 \cdot 10^7 + 1,34 \cdot 10^7 \\ = 11,864 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

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

$$K = K_{ЛЭП} + K_T + K_{КУ} + K_{PY}$$

$$K_{(2)} = 15,06 \cdot 10^8 + 156,6 \cdot 10^6 + 10,62 \cdot 10^7 + 11,864 \cdot 10^8 = 2,96 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Расчёт суммарных годовых потерь электроэнергии представлен ниже.

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

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

где $T_{МАХ}=4100$ ч время, в течение которого используется максимум нагрузки:

$$\Delta W_{T5} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{19,87/2}{25} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 355,64 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T7} = 0,019 \cdot 8760 + 0,085 \cdot \left(\frac{16,77/2}{16} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 277,69 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T9} = 0,036 \cdot 8760 + 0,17 \cdot \left(\frac{36,55/2}{40} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 386,59 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T11} = 0,059 \cdot 8760 + 0,26 \cdot \left(\frac{45,93/2}{63} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 608,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{ТР}^{\Sigma} = 2(355,64 + 277,69 + 386,59 + 608,42) = 3,256 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются

как:

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-5'} = \left(\frac{18,32}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 60,2 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1017,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{5'-5} = \left(\frac{9,94}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 36,4 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 339,02 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{5'-7} = \left(\frac{8,32}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 16,8 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 59,39 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-9} = \left(\frac{18,28}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 42 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 706,54 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{A-11} = \left(\frac{22,96}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 63 \cdot \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1770,18 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии в линиях:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} = 1017,5 + 339,02 + 59,39 + 706,54 + 1770,18 = 3,892 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

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

$$I_{\Delta W} = 3,25 \cdot (\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} + \Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma})$$

$$I_{\Delta W(2)} = 3,25 \cdot (3,892 \cdot 10^3 + 3,256 \cdot 10^3) \cdot 10^3 = 2,32 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Сравним экономическую эффективность обоих вариантов.

Объём реализованной продукции:

$$\begin{aligned} Q_P &= T_{\text{МАХ}} \cdot \sum P \cdot 3,25 = 4100 \cdot (19 + 19 + 35 + 44) \cdot 3,25 \cdot 10^3 = \\ &= 1,519 \cdot 10^9 \text{ руб} \end{aligned}$$

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

$$I_{\text{АРО}(1)} = 3,13 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 8,8 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\text{АРО}(2)} = 2,96 \cdot 10^9 \cdot 0,028 = 8,3 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W(1)} = 2,73 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\Delta W(2)} = 2,32 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$I_{\Sigma(1)} = 8,8 \cdot 10^7 + 2,73 \cdot 10^7 = 11,53 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

$$I_{\Sigma(2)} = 8,3 \cdot 10^7 + 2,32 \cdot 10^7 = 10,62 \cdot 10^7 \text{ руб/год}$$

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

$$\Pi_1 = 1,519 \cdot 10^9 - 11,53 \cdot 10^7 = 1,404 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$\Pi_2 = 1,519 \cdot 10^9 - 10,62 \cdot 10^7 = 1,413 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Налог на прибыль принимаем 20 % на 2011 г.:

$$H_1 = 0,2 \cdot \Pi_1 = 0,2 \cdot 1,404 \cdot 10^9 = 0,2808 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$H_2 = 0,2 \cdot \Pi_2 = 0,2 \cdot 1,413 \cdot 10^9 = 0,2826 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле:

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

$$P_1 = \frac{1,519 \cdot 10^9 - 0,1153 \cdot 10^9 - 0,2808 \cdot 10^9}{3,13 \cdot 10^9} = 0,359$$

$$P_2 = \frac{1,519 \cdot 10^9 - 0,1062 \cdot 10^9 - 0,2826 \cdot 10^9}{2,96 \cdot 10^9} = 0,382$$

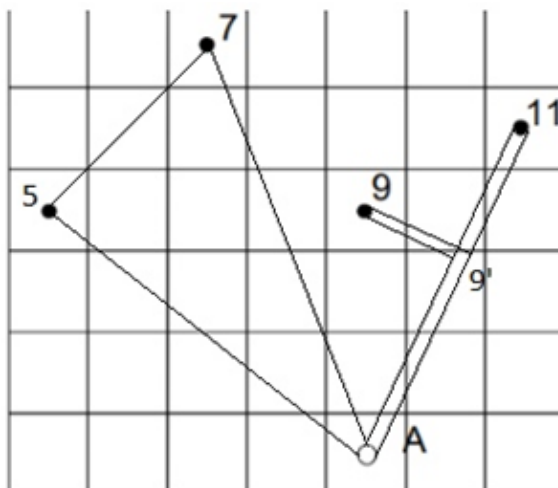
т.е. рентабельность второго варианта выше, чем первого.

Срок окупаемости определяется по формуле $T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi + I_{\Sigma}}$

$$T_{\text{ок}1} = \frac{3,13 \cdot 10^9}{1,404 \cdot 10^9 + 0,2808 \cdot 10^9} = 2,006 \approx 2 \text{ года}$$

$$T_{\text{ок}2} = \frac{2,96 \cdot 10^9}{1,413 \cdot 10^9 + 0,2826 \cdot 10^9} = 1,948 \approx 2 \text{ года}$$

ВАРИАНТ 1



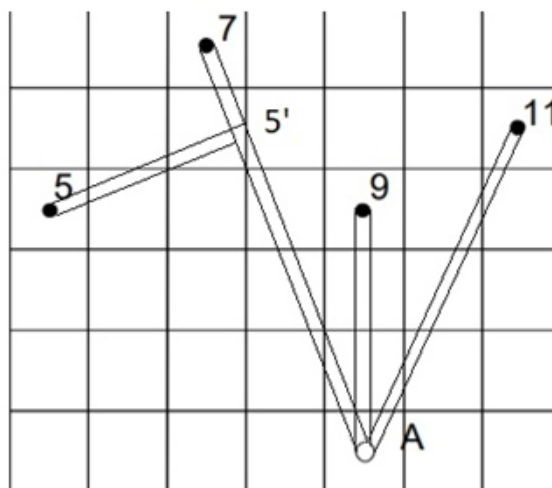
$$K_1 = 3,13 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

$$П_1 = 1,404 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$P_1 = 0,359$$

$$T_{OK1} = 2,006 \approx 2 \text{ года}$$

ВАРИАНТ 2



$$K_2 = 2,96 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

$$П_2 = 1,413 \cdot 10^9 \text{ руб/год}$$

$$P_2 = 0,382$$

$$T_{OK2} = 1,948 \approx 2 \text{ года}$$

Поскольку срок окупаемости является главным критерием сравнения , то, после определения и анализа технико-экономических характеристик двух вариантов районных электрических сетей, приходим к заключению , что второй вариант окупится быстрее , поэтому для дальнейших расчётов выбираем его.

9. Расчет режимов сети

9.1. Максимальный режим

9.1.1. Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах

Перед тем, чтобы рассчитать режимы РЭС, необходимо определить расчётные нагрузки узлов (ПС). Напряжение в сети принимается равным номинальному. Формула для расчёта нагрузки ПС:

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

где $S_{н.і}$ – 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^H, Q_c^K – генерируемые реактивные мощности линий, подходящих к узлу, Мвар.

Емкостные мощности линий Q_c^H, Q_c^K определяются по номинальным напряжениям:

$$Q_c^H = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b_L$$

$$Q_c^K = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b_L$$

где b – емкостная проводимость линий.

Для параллельных линий емкостная проводимость определяется:

$$b_L = 2b_0 \cdot L_L$$

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

Рассчитаем потери мощности холостого хода и короткого замыкания в каждом трансформаторе, применяя следующие формулы:

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

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

где S_i – реальная загрузка 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 № 5 (2×ТРДН-25000/110):

$$\Delta P_5 = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{19,87}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,046 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_5 = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{19,87}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,59 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_5 = (0,061 + j0,903) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 7 (2×ТРДН-16000/110):

$$\Delta P_7 = 19 \cdot 10^3 + \frac{85 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{16,77}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 0,042 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_7 = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{16,77}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 0,573 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_7 = (0,042 + j0,573) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС № 9 (2×ТРДН-40000/110):

$$\Delta P_9 = 40 \cdot 10^3 + \frac{172 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{36,55}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,0719 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_9 = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{36,55}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,136 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_9 = (0,0719 + j1,136) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для ПС №11 (2×ТРДЦН-63000/110):

$$\Delta P_{11} = 59 \cdot 10^3 + \frac{260 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{45,93}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(63 \cdot 10^6)^2} = 0,094 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{11} = \frac{0,6 \cdot 63 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \left(\frac{45,93}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 1,257 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{11} = (0,094 + j1,257) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Определим расчетные нагрузки по каждому трансформатору соответствующих ПС:

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

$$S_{\text{расч.}5} = \frac{S_{\text{H.}5}}{2} + \Delta S_5 - jQ_{c5'-5}^{\text{H}} = \frac{S_{\text{H.}5}}{2} + \Delta S_5 - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{05'-5} \cdot L_{5'-5}$$

$$S_{\text{расч.}5} = \frac{19 + j5,8}{2} + 0,046 + j0,59 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,658 \cdot 36,4 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (9,546 + j2,9) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.}7} = \frac{S_{\text{H.}7}}{2} + \Delta S_7 - jQ_{c5'-7}^{\text{H}} = \frac{S_{\text{H.}7}}{2} + \Delta S_7 - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{05'-7} \cdot L_{5'-7}$$

$$S_{\text{расч.}7} = \frac{16 + j4,84}{2} + 0,042 + j0,573 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,658 \cdot 16,8 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (8 + j2,72) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.}9} = \frac{S_{\text{H.}9}}{2} + \Delta S_9 - jQ_{cA-9}^{\text{H}} = \frac{S_{\text{H.}9}}{2} + \Delta S_9 - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{0A-9} \cdot L_{A-9}$$

$$S_{\text{расч.}9} = \frac{35 + j10,55}{2} + 0,0719 + j1,136 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,658 \cdot 42 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (17,57 + j5,735) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч.11}} = \frac{S_{\text{H.11}}}{2} + \Delta S_{11} - jQ_{\text{с A-11}}^{\text{H}} = \frac{S_{\text{H.11}}}{2} + \Delta S_{11} - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_0 \text{ A-11} \cdot L_{\text{A-11}}$$

$$S_{\text{расч.11}} = \frac{44 + j13,16}{2} + 0,094 + j1,257 - j\frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,658 \cdot 63 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (22,09 + j6,83) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

9.2. Расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии

Таблица 9.1

Линия	Марка провода	$z_{\text{л}} = (r_0 + jx_0) \cdot L_{\text{л}}, \text{ Ом}$
A-9	АС-120/19	$z_{\text{A-9}} = (0,244 + j0,427) \cdot 42 = 10,25 + j17,93$
A-11	АС-120/19	$z_{\text{A-11}} = (0,244 + j0,427) \cdot 63 = 15,4 + j26,9$
A-5'	АС-120/19	$z_{\text{A-5'}} = (0,244 + j0,427) \cdot 60,2 = 14,7 + j25,7$
5'-5	АС-120/19	$z_{\text{5'-5}} = (0,244 + j0,427) \cdot 36,4 = 8,8 + j15,5$
5'-7	АС-120/19	$z_{\text{5'-7}} = (0,244 + j0,427) \cdot 16,8 = 4,1 + j7,2$

Рассмотрим двухцепные линии А-9, А-11:

Для линии А-9:

$$S_{\text{A-9}}^{\text{K}} = S_{\text{p9}} = (17,57 + j5,74) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{\text{z.A-9}} = \frac{(P_{\text{A-9}}^{\text{K}})^2 + (Q_{\text{A-9}}^{\text{K}})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{\text{A-9}} = \frac{17,57^2 + 5,74^2}{110^2} \cdot (10,25 + j17,93) =$$

$$= (0,3 + j0,5) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{A-9}}^{\text{H}} = S_{\text{A-9}}^{\text{K}} + \Delta S_{\text{z.A-9}} - j\frac{1}{2}Q_{\text{A-9}} = S_{\text{A-9}}^{\text{K}} + \Delta S_{\text{z.A-9}} - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{\text{A-9}}$$

$$S_{A-9}^H = 17,57 + j5,74 + 0,3 + j0,5 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 60,2 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (17,87 + j5,9) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-11:

$$S_{A-11}^K = S_{p11} = (22,09 + j6,83) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.A-11} = \frac{(P_{A-11}^K)^2 + (Q_{A-11}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{A-11} = \frac{22,09^2 + 6,83^2}{110^2} \cdot (15,4 + j26,9) =$$

$$= (0,68 + j1,18) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-11}^H = S_{A-11}^K + \Delta S_{z.A-11} - j \frac{1}{2} Q_{A-11} = S_{A-11}^K + \Delta S_{z.A-11} -$$

$$- j \frac{1}{2} U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{0.A-11} \cdot L_{A-11}$$

$$S_{A-11}^H = 22,09 + j6,83 + 0,68 + j1,18 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 63 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (22,77 + j7,5) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Рассмотрим двухцепные линии А-5' , 5'-5, 5'-7:

Для линии 5'-5:

$$S_{5'-5}^K = S_{p5} = (9,55 + j2,9) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.5'-5} = \frac{(P_{5'-5}^K)^2 + (Q_{5'-5}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{5'-5} = \frac{9,55^2 + 2,9^2}{110^2} \cdot (8,8 + j15,5) =$$

$$= (0,07 + j0,1) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{5'-5}^H = S_{5'-5}^K + \Delta S_{z.5'-5} - j \frac{1}{2} Q_{5'-5} = S_{5'-5}^K + \Delta S_{z.5'-5} - j \frac{1}{2} U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{5'-5}$$

$$S_{5'-5}^H = 9,55 + j2,9 + 0,07 + j0,1 - j\frac{1}{2}110^2 \cdot 2,658 \cdot 36,4 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (9,62 + j2,705) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 5'-7:

$$S_{5'-7}^K = S_{p7} = (8 + j2,72) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.5'-7} = \frac{(P_{5'-7}^K)^2 + (Q_{5'-7}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{5'-7} = \frac{8^2 + 2,72^2}{110^2} \cdot (4,1 + j7,2) =$$

$$= (0,02 + j0,04) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{5'-7}^H = S_{5'-7}^K + \Delta S_{z.5'-7} - j\frac{1}{2}Q_{5'-7} = S_{5'-7}^K + \Delta S_{z.5'-7} - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{5'-7}$$

$$S_{5'-7}^H = 8 + j2,72 + 0,02 + j0,04 - j\frac{1}{2}110^2 \cdot 2,658 \cdot 16,8 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (8,02 + j2,63) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-5':

$$S_{A-5'}^K = S_{5'-7}^H + S_{5'-5}^H = 8,02 + j2,63 + 9,62 + j2,705 =$$

$$= (17,64 + j5,34) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.A-5'} = \frac{(P_{A-5'}^K)^2 + (Q_{A-5'}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{A-5'} = \frac{17,64^2 + 5,34^2}{110^2} \cdot (14,7 + j25,7) =$$

$$= (0,41 + j0,7) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-5'}^H = S_{A-5'}^K + \Delta S_{z.A-5'} - j\frac{1}{2}Q_{A-5'} = S_{A-5'}^K + \Delta S_{z.A-5'} - j\frac{1}{2}U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{A-5'}$$

$$S_{A-5'}^H = 17,64 + j5,34 + 0,41 + j0,7 - j\frac{1}{2}110^2 \cdot 2,658 \cdot 60,2 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (18,05 + j5,55) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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 № 9:

$$U_9 = U_{A \max} - \frac{P_{A-9}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-9} + Q_{A-9}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-9}}{U_{A \max}} ;$$

$$U_9 = 115 - \frac{17,87 \cdot 0,244 \cdot 42 + 5,9 \cdot 0,427 \cdot 42}{115} = 112,49 \text{ кВ}$$

Для ПС № 11:

$$U_{11} = U_{A \max} - \frac{P_{A-11}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-11} + Q_{A-11}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-11}}{U_{A \max}} ;$$

$$U_{11} = 115 - \frac{22,77 \cdot 0,244 \cdot 63 + 7,5 \cdot 0,427 \cdot 63}{115} = 110,20 \text{ кВ}$$

Для точки 5':

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

$$U_{5'} = 115 - \frac{18,05 \cdot 0,244 \cdot 60,2 + 5,55 \cdot 0,427 \cdot 60,2}{115} = 111,45 \text{ кВ}$$

Для ПС № 5:

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

$$U_5 = 111,45 - \frac{9,62 \cdot 0,244 \cdot 36,4 + 2,7 \cdot 0,427 \cdot 36,4}{111,45} = 110,30 \text{ кВ}$$

Для ПС № 7:

$$U_7 = U_{5'} - \frac{P_{5'-7}^H \cdot r_0 \cdot L_{5'-7} + Q_{5'-7}^H \cdot x_0 \cdot L_{5'-7}}{U_{5'}} ;$$

$$U_3 = 111,45 - \frac{8,02 \cdot 0,244 \cdot 16,8 + 2,63 \cdot 0,427 \cdot 16,8}{111,45} = 110,99 \text{ кВ}$$

9.2.2. Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном режиме

Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения для каждого из трансформаторов с расщепленными обмотками типа ТРДН для подстанций 5, 9 и 11 U'_H , определяется по формуле:

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

Для трансформаторов типа ТДН для подстанции 7 U'_H определяется по формуле:

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

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

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

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

$$R_{\text{ТВ}} = \frac{\Delta R_{\text{К.ВН-НН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2}$$

$$R_{\text{ТН1}} = R_{\text{ТН2}} = 2R_{\text{ТВ}}$$

$$X_{\text{ТВ}} = \frac{u_{\text{К.ВН-НН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100S_{\text{НОМ}}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right)$$

где:

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

$$X_{\text{ТН}} = \frac{u_{\text{К.ВН-НН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{K_p}{2}$$

Используя формулы, определим соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 9 (2×ТРДН-40000/110):

$$P'_{\text{Н.9}} = \frac{P_{\text{Н.9}}}{2} + \Delta P_{\text{Т.9}} - \Delta P_{\text{XX}} = \frac{35}{2} + 0,0719 - 0,036 = 17,54 \text{ МВт}$$

$$Q'_{\text{Н.9}} = \frac{Q_{\text{Н.9}}}{2} + \Delta Q_{\text{Т.9}} - \Delta Q_{\text{XX}} = \frac{10,55}{2} + 1,136 - 0,26 = 6,15 \text{ Мвар}$$

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

$$R_{\text{ТН1}} = R_{\text{ТН2}} = 2R_{\text{ТВ}} = 2 \cdot 0,71 = 1,42 \text{ Ом}$$

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{\text{К.ВН-НН1}}}{u_{\text{К.ВН-НН}}} - 1 \right) = 4 \left(\frac{20}{10,5} - 1 \right) = 3,62$$

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

$$X_{TH} = \frac{u_{K.BH-HH} \cdot U_{НОМ}^2 \cdot K_p}{100S_{НОМ}} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2 \cdot 3,62}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 62,84 \text{ Ом}$$

$$U'_{H.9} = \frac{U_{B.9}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.9}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.9} R_{TB} + \frac{P'_{H.9}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.9} X_{TB} + \frac{Q'_{H.9}}{2} X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{112,49}{2} + \sqrt{\frac{112,49^2}{4} - \left[\left(17,54 \cdot 0,71 + \frac{17,54}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(6,15 \cdot 3,3 + \frac{6,64}{2} \cdot 62,84 \right) \right]} =$$

$$= 110,33 \text{ кВ}$$

Для ПС № 11 (2×ТРДЦН-63000/110):

$$P'_{H.11} = \frac{P_{H.11}}{2} + \Delta P_{T.11} - \Delta P_{XX} = \frac{44}{2} + 0,094 - 0,059 = 21,98 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.11} = \frac{Q_{H.11}}{2} + \Delta Q_{T.11} - \Delta Q_{XX} = \frac{13,16}{2} + 1,257 - 0,41 = 7,43 \text{ Мвар}$$

$$R_{TB} = \frac{260 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot (63 \cdot 10^6)^2} = 0,43 \text{ Ом}$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2R_{TB} = 2 \cdot 0,43 = 0,86 \text{ Ом}$$

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

$$X_{TB} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = 2,09 \text{ Ом}$$

$$X_{TH} = \frac{u_{K.BH-HH} \cdot U_{НОМ}^2 \cdot K_p}{100S_{НОМ}} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2 \cdot 3,62}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 39,9 \text{ Ом}$$

$$U'_{H.11} = \frac{U_{B.11}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.11}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.11} R_{TB} + \frac{P'_{H.11}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.11} X_{TB} + \frac{Q'_{H.11}}{2} X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{110,2}{2} + \sqrt{\frac{110,2^2}{4} - \left[\left(21,98 \cdot 0,43 + \frac{21,98}{2} \cdot 0,83 \right) + \left(7,43 \cdot 2,09 + \frac{7,43}{2} \cdot 39,9 \right) \right]} =$$

$$= 108,52 \text{ кВ}$$

Для ПС № 5 (2×ТРДН-25000/110):

$$P'_{H.5} = \frac{P_{H.5}}{2} + \Delta P_{T.5} - \Delta P_{XX} = \frac{19}{2} + 0,046 - 0,027 = 9,52 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.5} = \frac{Q_{H.5}}{2} + \Delta Q_{T.5} - \Delta Q_{XX} = \frac{5,8}{2} + 0,59 - 0,175 = 3,32 \text{ Мвар}$$

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

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

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

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

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

$$U'_{H.5} = \frac{U_{B.5}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.5}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.5} R_{TB} + \frac{P'_{H.5}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.5} X_{TB} + \frac{Q'_{H.5}}{2} X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{110,3}{2} + \sqrt{\frac{110,3^2}{4} - \left[\left(9,52 \cdot 1,27 + \frac{9,52}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(3,32 \cdot 5,27 + \frac{3,32}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} =$$

$$= 108,38 \text{ кВ}$$

Для ПС № 7 (2×ТДН-16000/110):

$$P'_{H.7} = \frac{P_{H.7}}{2} + \Delta P_{T.7} - \Delta P_{XX} = \frac{16}{2} + 0,042 - 0,019 = 8,02 \text{ МВт}$$

$$Q'_{H.7} = \frac{Q_{H.7}}{2} + \Delta Q_{T.7} - \Delta Q_{XX} = \frac{4,84}{2} + 0,573 - 0,112 = 2,85 \text{ Мвар}$$

$$R_T = 4,38 \text{ Ом}$$

$$X_T = 86,7 \text{ Ом}$$

$$U'_{H.7} = \frac{U_{B.7}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.7}^2}{4} - [(P'_{H.7} \cdot R_T) + (Q'_{H.7} \cdot X_{TB})]} =$$

$$= \frac{110,99}{2} + \sqrt{\frac{110,99^2}{4} - [(8,02 \cdot 4,38) + (2,85 \cdot 86,7)]} = 108,39 \text{ кВ}$$

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

Для ПС №9 :

$$n_{отв.9}^{жел} = \left(\frac{110,33 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -2,3, \quad \text{округляем } n_{отв.9} = -2$$

$$U_{H.9} = \frac{110,33 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-2) \frac{1,78}{100} \right)} = 10,45 \text{ кВ}$$

$$\delta U_9 = \frac{10,45 - 10}{10} \cdot 100 = 4,5 \%$$

Для ПС №11:

$$n_{отв.11}^{жел} = \left(\frac{108,52 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -3,16, \quad \text{округляем } n_{отв.11} = -3$$

$$U_{н.11} = \frac{108,52 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-3) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,46 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{11} = \frac{10,46 - 10}{10} \cdot 100 = 4,6 \%$$

Для ПС №5:

$$n_{отв.5}^{жел} = \left(\frac{108,38 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1\right) \frac{100}{1,78} = -3,23, \text{ округляем } n_{отв.5} = -3$$

$$U_{н.5} = \frac{108,38 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-3) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,45 \text{ кВ}$$

$$\delta U_5 = \frac{10,45 - 10}{10} \cdot 100 = 4,5 \%$$

Для ПС №7:

$$n_{отв.7}^{жел} = \left(\frac{108,39 \cdot 11}{11 \cdot 115} - 1\right) \frac{100}{1,78} = -3,22, \text{ округляем } n_{отв.7} = -3$$

$$U_{н.7} = \frac{108,39 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-3) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,45 \text{ кВ}$$

$$\delta U_7 = \frac{10,45 - 10}{10} \cdot 100 = 4,5 \%$$

Результаты расчета запишем в таблицу 9.2

Таблица 9.2

№ ПС	U'н, кВ	$n_{отв}$	Uн, кВ	$\delta U, \%$
5	108,38	-3	10,45	4,5
7	108,39	-3	10,45	4,5
9	110,33	-2	10,46	4,6
11	108,52	-3	10,45	4,5

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-9(рис. 9.3).

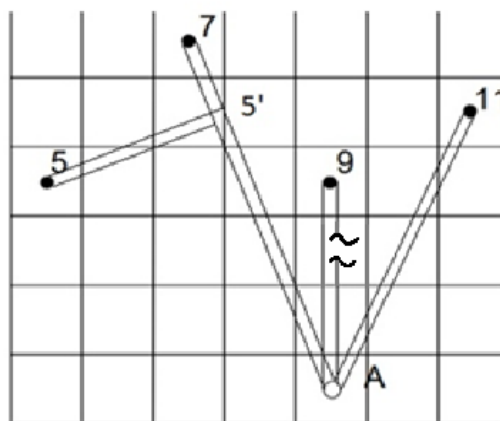


Рис. 9.3

Определим расчетную мощность подстанций № 9:

$$S_{\text{расч.9}} = S_{\text{н.9}} + \Delta S_9 - jQ_{\text{сА-9}}^{\text{H}} = S_{\text{н.9}} + \Delta S_9 - j \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{0 \text{ А-9}} \cdot L_{\text{А-9}}$$

$$S_{\text{расч.9}} = 35 + j10,55 + 0,0719 + j1,136 - j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,658 \cdot 42 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (35,072 + j11) \text{ МВА}$$

Рассмотрим двухцепные линии А-9, А-11:

Для линии А-9:

$$S_{A-9}^K = S_{p9} = (35,072 + j11) \text{ МВ} \cdot A$$

$$\Delta S_{z.A-9} = \frac{(P_{A-9}^K)^2 + (Q_{A-9}^K)^2}{U_{\text{авар}}^2} \cdot Z_{A-9} = \frac{35,072 + 11^2}{107^2} \cdot (10,25 + j17,93) =$$

$$= (1,2 + j2,11) \text{ МВ} \cdot A$$

$$S_{A-9}^H = S_{A-9}^K + \Delta S_{z.A-9} - j \frac{1}{2} Q_{A-9} = S_{A-9}^K + \Delta S_{z.A-9} - j \frac{1}{2} U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{0.A-9} \cdot L_{A-9}$$

$$S_{A-9}^H = 35,072 + j11 + 1,2 + j2,11 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 42 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (36,27 + j12,77) \text{ МВ} \cdot A$$

Для линии А-11:

$$S_{A-11}^K = S_{p11} = (22,09 + j6,83) \text{ МВ} \cdot A$$

$$\Delta S_{z.A-11} = \frac{(P_{A-11}^K)^2 + (Q_{A-11}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{A-11} = \frac{22,09^2 + 6,83^2}{110^2} \cdot (15,4 + j26,9) =$$

$$= (0,68 + j1,18) \text{ МВ} \cdot A$$

$$S_{A-11}^H = S_{A-11}^K + \Delta S_{z.A-11} - j \frac{1}{2} Q_{A-11} = S_{A-11}^K + \Delta S_{z.A-11} -$$

$$- j \frac{1}{2} U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{0.A-11} \cdot L_{A-11}$$

$$S_{A-11}^H = 22,09 + j6,83 + 0,68 + j1,18 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 63 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (22,77 + j7,5) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Рассмотрим двухцепные линии А-5' , 5'-5, 5'-7:

Для линии 5'-5:

$$S_{5'-5}^K = S_{p5} = (9,55 + j2,9) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.5'-5} = \frac{(P_{5'-5}^K)^2 + (Q_{5'-5}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{5'-5} = \frac{9,55^2 + 2,9^2}{110^2} \cdot (8,8 + j15,5) =$$

$$= (0,07 + j0,1) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{5'-5}^H = S_{5'-5}^K + \Delta S_{z.5'-5} - j \frac{1}{2} Q_{5'-5} = S_{5'-5}^K + \Delta S_{z.5'-5} - j \frac{1}{2} U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{5'-5}$$

$$S_{5'-5}^H = 9,55 + j2,9 + 0,07 + j0,1 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 36,4 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (9,62 + j2,705) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии 5'-7:

$$S_{5'-7}^K = S_{p7} = (8 + j2,72) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.5'-7} = \frac{(P_{5'-7}^K)^2 + (Q_{5'-7}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{5'-7} = \frac{8^2 + 2,72^2}{110^2} \cdot (4,1 + j7,2) =$$

$$= (0,02 + j0,04) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{5'-7}^H = S_{5'-7}^K + \Delta S_{z.5'-7} - j \frac{1}{2} Q_{5'-7} = S_{5'-7}^K + \Delta S_{z.5'-7} - j \frac{1}{2} U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{5'-7}$$

$$S_{5'-7}^H = 8 + j2,72 + 0,02 + j0,04 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 16,8 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (8,02 + j2,63) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А-5':

$$S_{A-5'}^K = S_{5'-7}^H + S_{5'-5}^H = 8,02 + j2,63 + 9,62 + j2,705 =$$

$$= (17,64 + j5,34) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta S_{z.A-5'} = \frac{(P_{A-5'}^K)^2 + (Q_{A-5'}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{A-5'} = \frac{17,64^2 + 5,34^2}{110^2} \cdot (14,7 + j25,7) =$$

$$= (0,41 + j0,7) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{A-5'}^H = S_{A-5'}^K + \Delta S_{z.A-5'} - j \frac{1}{2} Q_{A-5'} = S_{A-5'}^K + \Delta S_{z.A-5'} - j \frac{1}{2} U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{A-5'}$$

$$S_{A-5'}^H = 17,64 + j5,34 + 0,41 + j0,7 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2,658 \cdot 60,2 \cdot 10^{-6} =$$

$$= (18,05 + j5,55) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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 № 9:

$$U_9 = U_{\text{А авар}} - \frac{P_{A-9}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-9} + Q_{A-9}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-9}}{U_{\text{А авар}}};$$

$$U_9 = 107 - \frac{36,27 \cdot 0,244 \cdot 42 + 12,77 \cdot 0,427 \cdot 42}{107} = 101,39 \text{ кВ}$$

Для ПС № 11:

$$U_{11} = U_{\text{А авар}} - \frac{P_{A-11}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-11} + Q_{A-11}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-11}}{U_{\text{А авар}}};$$

$$U_{11} = 107 - \frac{22,77 \cdot 0,244 \cdot 63 + 7,5 \cdot 0,427 \cdot 63}{107} = 101,84 \text{ кВ}$$

Для точки 5':

$$U_{5'} = U_{A \text{ авар}} - \frac{P_{A-5'}^H \cdot r_0 \cdot L_{A-5'} + Q_{A-5'}^H \cdot x_0 \cdot L_{A-5'}}{U_{A \text{ авар}}};$$

$$U_{5'} = 107 - \frac{18,05 \cdot 0,244 \cdot 60,2 + 5,55 \cdot 0,42 \cdot 60,2}{107} = 103,19 \text{ кВ}$$

Для ПС № 5:

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

$$U_5 = 103,19 - \frac{9,62 \cdot 0,244 \cdot 36,4 + 2,7 \cdot 0,427 \cdot 36,4}{103,19} = 103,95 \text{ кВ}$$

Для ПС № 7:

$$U_7 = U_{5'} - \frac{P_{5'-7}^H \cdot r_0 \cdot L_{5'-7} + Q_{5'-7}^H \cdot x_0 \cdot L_{5'-7}}{U_{5'}};$$

$$U_7 = 103,19 - \frac{8,02 \cdot 0,244 \cdot 16,8 + 2,63 \cdot 0,427 \cdot 16,8}{103,19} = 102,69 \text{ кВ}$$

9.3.2. Регулирование напряжения в электрической сети

в послеаварийном режиме

Определим значения напряжений в электрической сети в послеаварийном режиме:

$$U'_{н.9} = \frac{U_{в.9}}{2} + \sqrt{\frac{U_{в.9}^2}{4} - \left[\left(P'_{н.9} R_{ТВ} + \frac{P'_{н.9}}{2} R_{ТН} \right) + \left(Q'_{н.9} X_{ТВ} + \frac{Q'_{н.9}}{2} X_{ТН} \right) \right]} =$$

$$= \frac{101,39}{2} + \sqrt{\frac{101,39^2}{4} - \left[\left(17,54 \cdot 0,71 + \frac{17,54}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(6,15 \cdot 3,3 + \frac{6,15}{2} \cdot 62,84 \right) \right]} =$$

$$= 98,99 \text{ кВ}$$

$$U'_{H.11} = \frac{U_{B.11}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.11}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.11} R_{TB} + \frac{P'_{H.11}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.11} X_{TB} + \frac{Q'_{H.11}}{2} X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{101,84}{2} + \sqrt{\frac{101,84^2}{4} - \left[\left(22,04 \cdot 0,43 + \frac{22,04}{2} \cdot 0,86 \right) + \left(7,43 \cdot 2,09 + \frac{7,43}{2} \cdot 39,9 \right) \right]} =$$

$$= 100,01 \text{ кВ}$$

$$U'_{H.5} = \frac{U_{B.5}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.5}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.5} R_{TB} + \frac{P'_{H.5}}{2} R_{TH} \right) + \left(Q'_{H.5} X_{TB} + \frac{Q'_{H.5}}{2} X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{101,96}{2} + \sqrt{\frac{101,96^2}{4} - \left[\left(9,52 \cdot 1,27 + \frac{9,52}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(3,32 \cdot 5,27 + \frac{3,32}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} =$$

$$= 99,87 \text{ кВ}$$

$$U'_{H.7} = \frac{U_{B.7}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B.7}^2}{4} - \left[\left(P'_{H.7} \cdot R_T \right) + \left(Q'_{H.7} \cdot X_{TB} \right) \right]} =$$

$$= \frac{102,69}{2} + \sqrt{\frac{102,69^2}{4} - \left[\left(8,02 \cdot 4,38 \right) + \left(2,85 \cdot 86,7 \right) \right]} = 99,88 \text{ кВ}$$

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

Для ПС №9 :

$$n_{отв.9}^{жел} = \left(\frac{98,99 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -7,8, \quad \text{округляем } n_{отв.9} = -8$$

$$U_{н.9} = \frac{98,99 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-8) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,53 \text{ кВ}$$

$$\delta U_9 = \frac{10,53 - 10}{10} \cdot 100 = 5,3 \%$$

Для ПС №11:

$$n_{отв.11}^{жел} = \left(\frac{100,01 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1\right) \frac{100}{1,78} = -7,32, \text{ округляем } n_{отв.11} = -7$$

$$U_{н.11} = \frac{100,01 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,43 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{11} = \frac{10,43 - 10}{10} \cdot 100 = 4,3 \%$$

Для ПС №5:

$$n_{отв.5}^{жел} = \left(\frac{99,87 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1\right) \frac{100}{1,78} = -7,39, \text{ округляем } n_{отв.5} = -7$$

$$U_{н.5} = \frac{99,87 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,41 \text{ кВ}$$

$$\delta U_5 = \frac{10,41 - 10}{10} \cdot 100 = 4,1 \%$$

Для ПС №7:

$$n_{отв.7}^{жел} = \left(\frac{99,88 \cdot 11}{11 \cdot 115} - 1\right) \frac{100}{1,78} = -7,38, \text{ округляем } n_{отв.6} = -7$$

$$U_{н.6} = \frac{99,88 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100}\right)} = 10,42 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{10,42 - 10}{10} \cdot 100 = 4,2 \%$$

Результаты расчета запишем в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

№ ПС	U'_H , кВ	$n_{\text{отв.}}^{\text{жел}}$	$n_{\text{отв}}$	U_H , кВ	δU , %
5	99,87	-7,39	-7	10,42	4,2
7	99,88	-7,38	-7	10,41	4,1
9	98,99	-7,8	-8	10,53	5,3
11	100,01	-7,32	-7	10,43	4,3