

Содержание

Введение	3
1. Расчет районной электрической сети	4
1.1 Исходные данные	4
1.2 Выбор вариантов схемы районной электрической сети.....	5
1.3 Выбор номинального напряжения электрической сети	7
1.4 Потребление активной и баланс реактивной мощностей в проектируемой электрической сети.....	13
1.5 Выбор типа, мощности и места установки	16
компенсирующих устройств.....	16
1.6 Выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций	20
1.7 Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи	22
1.8 Выбор схем электрических подстанций.....	31
1.8.1 Применение схем РУ 10 кВ.....	34
1.9 Техничко-экономический расчёт РЭС	34
1.9.1 Расчет капиталовложений в строительство РЭС	34
1.9.2 Расчет годовых эксплуатационных расходов РЭС.....	41
2. Расчет режимов проектируемой сети	46
2.1 Максимальный режим.....	46
2.1.1 Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах	46
2.1.2 Расчет потоков мощностей с учетом потерь в линии	50
2.1.3 Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН).....	53
2.1.4 Регулирование напряжения в электрической сети в максимальном	54
режиме	54
2.2 Послеаварийный режим	60
2.2.2 Расчет потоков мощностей с учетом потерь в линиях.....	60
2.2.3 Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН).....	63
2.2.4 Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном	64
режиме	64
Заключение.....	68
Перечень принятых сокращений	69
Список литературы	70

Введение

Производство электроэнергии растет во всем мире, что сопровождается ростом числа электроэнергетических систем, которое идет по пути централизации выработки электроэнергии на крупных электростанциях и интенсивного строительства линий электропередач и подстанций.

Задачей проектирования энергосистем является разработка с учётом новейших достижений науки и техники, и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергетических объединений и развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается оптимальная надёжность снабжения потребителей электрической энергией в необходимых размерах и требуемого качества с наименьшими затратами.

Основной целью расчетов режимов при проектировании электрических сетей является определение их параметров, характеризующих условия в которых работают оборудование сетей и ее потребители, а также определение потерь напряжения. Результаты расчетов режимов сетей являются основой для оценки качества электроэнергии, выдаваемой потребителям, допустимости рассматриваемых режимов с точки зрения работы оборудования сети, а также выявления оптимальных условий энергоснабжения потребителей.

В успешном решении поставленных задач необходимо правильное формирование конфигураций, схем и выбора параметров электрических сетей районов, являющихся связующей подсистемой между электростанцией и электроустановками непосредственных потребителей электроэнергии.

1. Расчет районной электрической сети

1.1 Исходные данные

Спроектировать электрическую сеть напряжением 110 кВ для электроснабжения четырех потребителей от одного источника питания. На рисунке 1.1 приведена схема расположения узлов нагрузки в электрической сети.

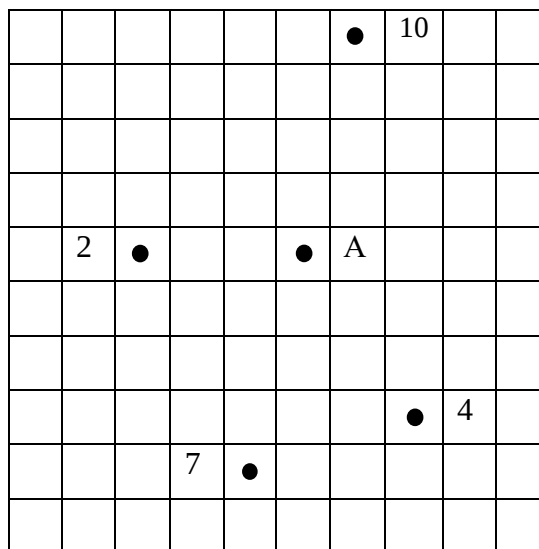


Рис. 1.1. Географическое расположение источника питания «А» и 4 узлов нагрузки.

- Масштаб: в 1 клетке – 8 км;
- Коэффициент мощности на подстанции "А", отн. ед. $\text{tg}\phi_A = 0,426$;
- Напряжение на шинах подстанции "А", кВ: $U_{\text{н\acute{a}д\grave{e}т}} = 115,5$, $U_{\text{д\grave{a}д\grave{e}т}} = 109$;
- Число часов использования максимальной нагрузки: $T_{\text{макс}} = 3300 \text{ ч}$;
- Максимальная активная нагрузка на подстанции, МВт: $P_{\text{макс}, 2} = 26$,
 $P_{\text{макс}, 4} = 34$, $P_{\text{макс}, 7} = 48$, $P_{\text{макс}, 10} = 19$;
- Коэффициенты мощности нагрузки на подстанциях имеют следующие значения: $\cos\varphi_2 = 0,78$, $\cos\varphi_4 = 0,85$, $\cos\varphi_7 = 0,79$, $\cos\varphi_{10} = 0,82$;

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

1.2 Выбор вариантов схемы районной электрической сети

Выбор рациональной схемы электрической сети производится на перспективу 5 – 10 лет, на основе технико-экономического сопоставления ряда её вариантов. При составлении вариантов конфигурации сети следует исходить из следующих соображений.

1. Суммарная длина всех линий должна быть как можно меньше;
2. Передача электрической энергии от источника к пунктам потребления должна производиться по кратчайшему пути с меньшим числом трансформации;
3. Разработку вариантов следует начинать с наиболее простых конфигураций сетей - радиальных, магистрально-радиальных, кольцевых;
4. Каждый составленный вариант конфигурации электрической сети должен удовлетворять условиям надежности, среди которых важно следующее:

Согласно ПУЭ при наличии потребителей I и II категорий на ПС электроснабжение от сетей энергосистемы должно выполняться не менее чем по двум линиям, подключенным к независимым источникам питания.

Сопоставимые варианты должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования (провода, трансформаторы и т.п.), а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, относящихся к первой категории по [1, 6].

Рассмотрим следующие варианты схем районной электрической сети:

Схема №1

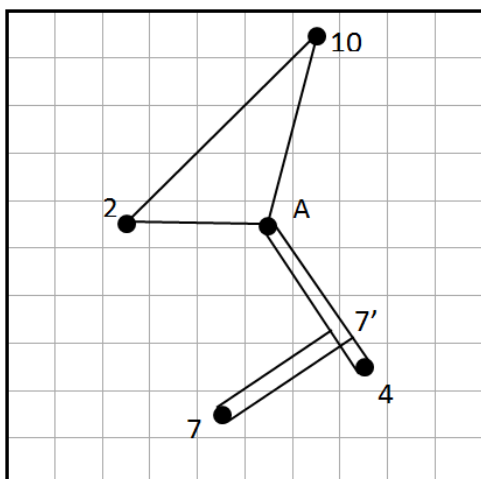


Схема № 2

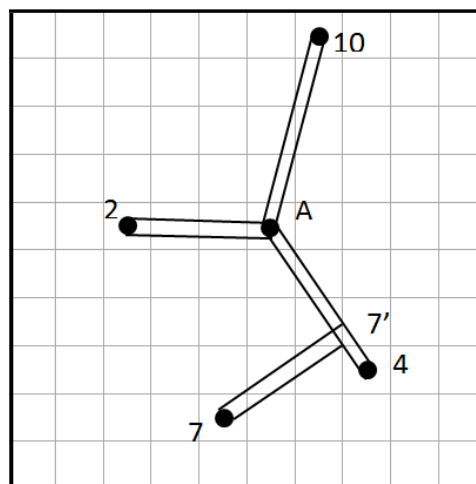


Схема № 3

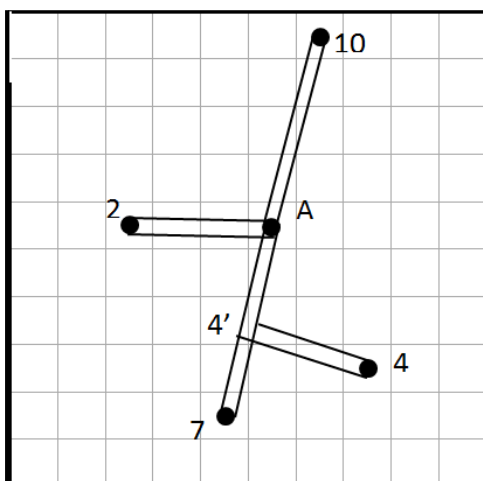


Схема № 4

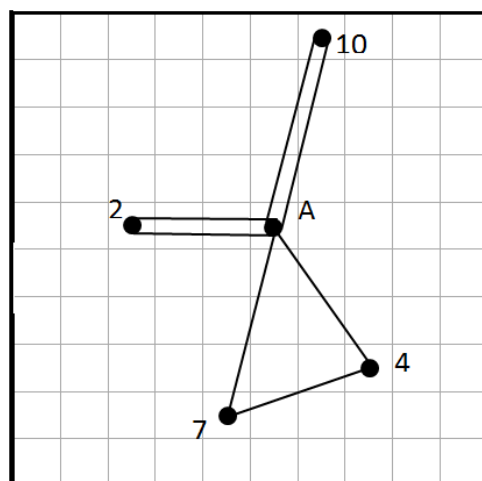


Схема № 5

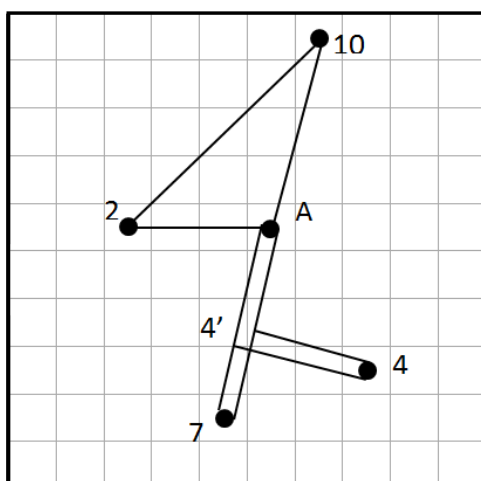


Схема № 6

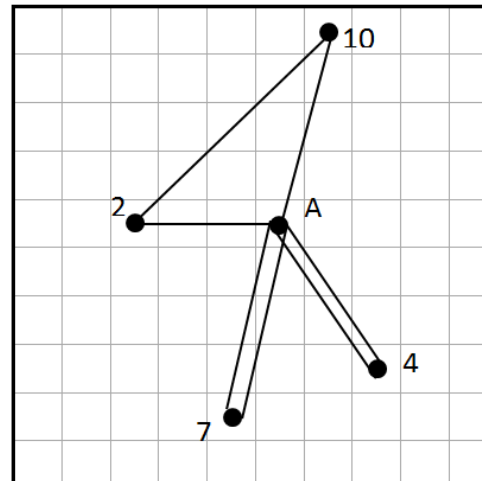


Схема № 7

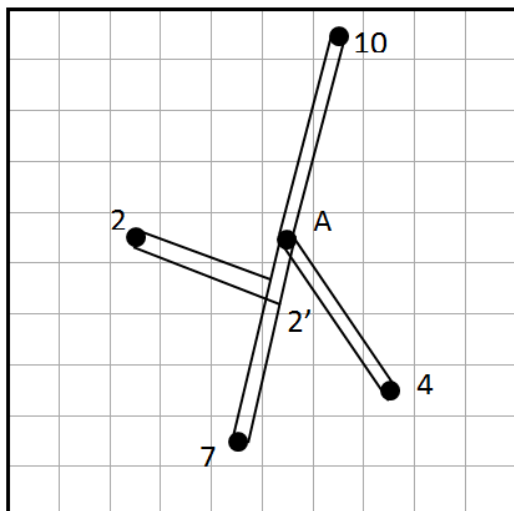


Схема № 8

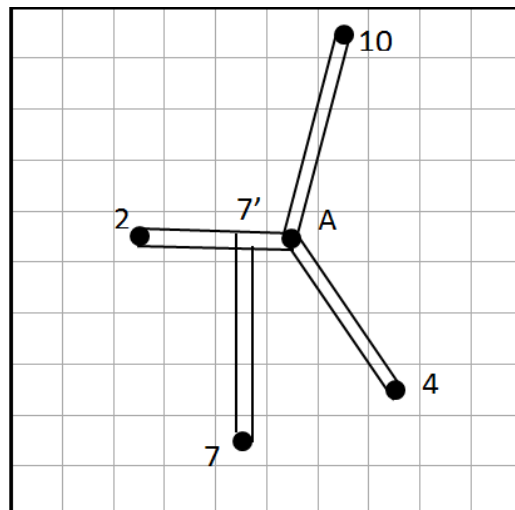


Рис.1.2. Варианты схем электрической сети.

Проведем расчет суммарных длин линий (км) каждой схемы и определим необходимое количество выключателей для каждой схемы. Результаты расчета представим в таблице 1.1.

Таблица 1.1.

Сравнительная характеристика схем электрической сети 110 кВ

Схема №	1	2	3	4	5	6	7	8
$\sum B$	26	18	18	20	18	20	18	18
L, км	208	220,8	224	203, 2	211, 2	227, 2	240	236, 8

Где $\sum B$ – суммарное количество выключателей.

L – Суммарная длина ЛЭП каждой схемы.

Для дальнейших расчетов выбираем схемы № 1 и № 4.

1.3 Выбор номинального напряжения электрической сети

При проектировании развития электрической сети одновременно с разработкой вопроса о конфигурации электрической сети решается вопрос о выборе ее номинального значения. Выбор напряжения осуществляется из

шкалы номинальных значений, установленных ГОСТ 23366-78 и ГОСТ 721-77. Номинальное напряжение $U_{ном}$ зависит от многих факторов, поэтому задача его выбора не может иметь однозначного решения.

Выбираемое номинальное напряжение должно удовлетворять двум условиям. Во первых, оно должно быть достаточно высоким, чтобы обеспечить передачу заданной мощности на заданное расстояние без перегрузок входящих в сеть элементов и гарантировать достаточный уровень напряжения во всех точках сети. Во-вторых, оно должно оставаться экономически целесообразным, поскольку с ростом напряжения возрастает стоимость линий и подстанций.

Все элементы электрической сети, а также электроприёмники выполняются на определенное номинальное напряжение 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.

Для ориентировочного определения величины экономически целесообразного напряжения линии $U_{ном}^э$ электропередачи (звена) можно воспользоваться эмпирической формулой Г.А. Илларионова [4]:

$$U_{ном}^э = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (2.1)$$

где L - длина линии электропередачи (звена схемы), км; P - активная мощность, передаваемая по данной линии (одной цепи), 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.

Рассчитаем экономически целесообразное напряжение для выбранных схем электрической сети.

Вариант № 1

Для определения напряжения необходимо сначала определить длины трасс линий и соответствующие передаваемые мощности.

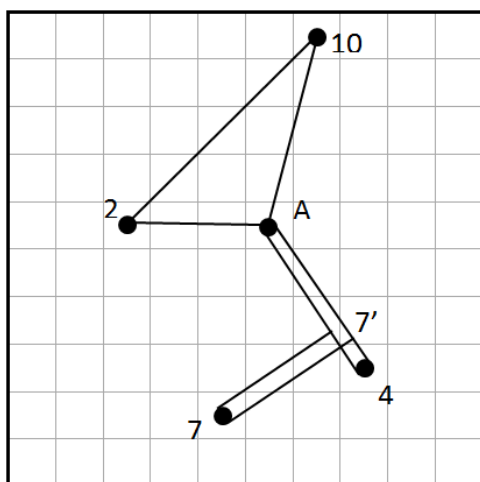


Рис.1.3. Конфигурация электрической сети, вариант 1.

Длины участков линий:

$$L_{A-2} = 24 \text{ км}; L_{A-10} = 33,6 \text{ км}; L_{4-7'} = 8 \text{ км}; L_{2-10} = 44,8 \text{ км}; L_{A-7'} = 20,8 \text{ км};$$

$$L_{7-7'} = 24 \text{ км}.$$

Определим потоки мощности по каждой цепи двухцепных линий A-7', 7'-4, 7-7'.

$$P_{A-7'} = \frac{P_4 + P_7}{2} = \frac{19 + 48}{2} = 41 \text{ Мвт}$$

$$P_{7'-4} = \frac{P_4}{2} = \frac{34}{2} = 17 \text{ Мвт}$$

$$P_{7'-7} = \frac{P_7}{2} = \frac{48}{2} = 24 \text{ Мвт}$$

Рассмотрим кольцо А-3-4-А. Представим простейший замкнутый контур в виде линии с двухсторонним питанием и определим соответствующие мощности. Зададим направление мощности (рис. 2.4).

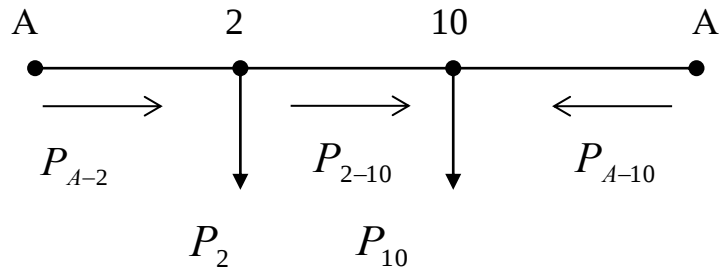


Рис. 2.4. Распределение потоков мощности на участке А-2-10-А

$$P_{A-2} = \frac{P_2 \cdot (L_{2-10} + L_{A-10}) + P_{10} \cdot L_{A-2}}{L_{A-2} + L_{2-10} + L_{A-10}} = \frac{26 \cdot (44,8 + 33,6) + 19 \cdot 24}{24 + 44,8 + 33,6} = 26,14 \text{ MBm},$$

$$P_{A-10} = \frac{P_{10} \cdot (L_{2-10} + L_{A-10}) + P_2 \cdot L_{A-10}}{L_{A-2} + L_{2-10} + L_{A-10}} = \frac{19 \cdot (44,8 + 24) + 26 \cdot 33,6}{24 + 44,8 + 33,6} = 18,86 \text{ MBm},$$

По первому закону Кирхгофа определим распределение мощности

$$P_{2-10} = P_{10} - P_{A-10} = 19 - 18,86 = 0,14 \text{ MBm}.$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{ном, A-2}^{\mathfrak{Z}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-2}} + \frac{2500}{P_{A-2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{24} + \frac{2500}{26,14}}} = 92,68 \text{ кВ};$$

$$U_{ном, 2-10}^{\mathfrak{Z}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{2-10}} + \frac{2500}{P_{2-10}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{44,8} + \frac{2500}{0,14}}} = 7,48 \text{ кВ};$$

$$U_{ном, A-10}^{\mathfrak{Z}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-10}} + \frac{2500}{P_{A-10}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{33,6} + \frac{2500}{18,86}}} = 82,37 \text{ кВ};$$

$$U_{ном, A-7''}^{\mathfrak{Z}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-7''}} + \frac{2500}{P_{A-7''}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20,8} + \frac{2500}{41}}} = 108,46 \text{ кВ};$$

$$U_{ном,7'-4}^{\varnothing} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{7'-4}} + \frac{2500}{P_{7'-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{8} + \frac{2500}{17}}} = 69,06 \text{ кВ};$$

$$U_{ном,7'-7}^{\varnothing} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{7'-7}} + \frac{2500}{P_{7'-7}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{24} + \frac{2500}{24}}} = 89,45 \text{ кВ};$$

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

Вариант № 2

Проведем расчеты для конфигурации районной электрической сети с отпайками (рис. 1.6).

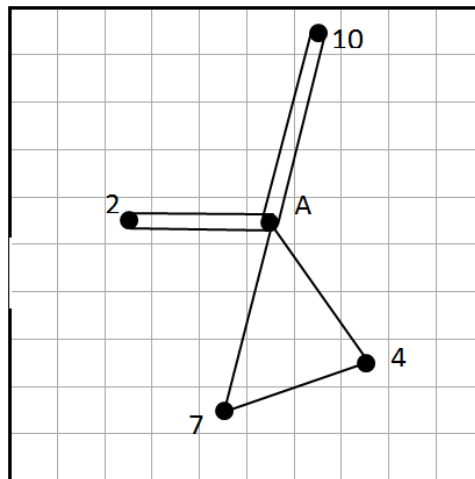


Рис. 1.6. Конфигурация электрической сети, вариант 2.

В местах присоединения отпайки получаем виртуальную точку 4'. Для дальнейших расчетов определим длины трасс линий по участкам:

$$L_{A-10} = 33,6 \text{ км}; L_{A-2} = 24 \text{ км}; L_{A-4} = 28,8 \text{ км}; L_{7-4} = 25,6 \text{ км}; L_{A-7} = 33,6 \text{ км}.$$

Определим потоки мощности по каждой цепи двухцепных линий:

$$P_{A-10} = \frac{P_{10}}{2} = \frac{19}{2} = 9,5 \text{ Мвт}$$

$$P_{A-2} = \frac{P_2}{2} = \frac{26}{2} = 13 \text{ Мвт}$$

Рассмотрим кольцо А-3-4-А. Представим простейший замкнутый контур в виде линии с двухсторонним питанием и определим соответствующие мощности. Зададим направление мощности (рис. 2.4).

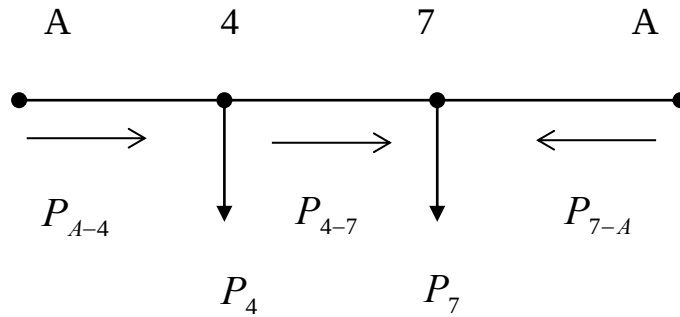


Рис. 2.4. Распределение потоков мощности на участке А-4-7-А

$$P_{A-4} = \frac{P_4 \cdot (L_{4-7} + L_{A-7}) + P_7 \cdot L_{A-7}}{L_{A-4} + L_{4-7} + L_{A-7}} = \frac{34 \cdot (25,6 + 33,6) + 48 \cdot 33,6}{25,6 + 28,8 + 33,6} = 41,2 \text{ MBm}$$

$$P_{A-7} = \frac{P_7 \cdot (L_{4-7} + L_{A-4}) + P_4 \cdot L_{A-4}}{L_{A-4} + L_{4-7} + L_{A-7}} = \frac{48 \cdot (25,6 + 28,8) + 34 \cdot 28,8}{25,6 + 28,8 + 33,6} = 41,45 \text{ MBm}$$

По первому закону Кирхгофа определим распределение мощности

$$P_{4-7} = P_{A-4} - P_4 = 41,2 - 36 = 5,2 \text{ MBm}.$$

Экономически целесообразными напряжениями для соответствующих линий являются:

$$U_{ном, A-4}^{\mathcal{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-4}} + \frac{2500}{P_{A-4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28,8} + \frac{2500}{41,2}}} = 113,25 \text{ кВ};$$

$$U_{ном, 4-7}^{\mathcal{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{4-7}} + \frac{2500}{P_{4-7}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25,6} + \frac{2500}{5,2}}} = 44,7 \text{ кВ};$$

$$U_{ном, 7-A}^{\mathcal{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{7-A}} + \frac{2500}{P_{7-A}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{33,6} + \frac{2500}{41,45}}} = 115,34 \text{ кВ};$$

$$U_{ном, 10-A}^{\mathcal{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{10-A}} + \frac{2500}{P_{10-A}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{44,8} + \frac{2500}{9,5}}} = 60,39 \text{ кВ};$$

$$U_{ном, A-2}^{\mathcal{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A-2}} + \frac{2500}{P_{A-2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{24} + \frac{2500}{13}}} = 68,49 \text{ кВ};$$

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

1.4 Потребление активной и баланс реактивной мощностей в проектируемой электрической сети

Особенность электроэнергетических систем состоит в практически мгновенной передаче энергии от источников к потребителям и невозможности накапливания выработанной электроэнергии в заметных количествах. Эти свойства определяют одновременность процесса выработки и потребления электроэнергии.

Установленная мощность генераторов электростанций должна быть такой, чтобы покрыть все требуемые нагрузки с учетом потребителей собственных нужд станций и потерь мощности в элементах сети, а также обеспечить необходимый резерв мощности в системе.

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.

Наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети $P_{П,нб}$, составляет:

$$P_{П,нб} = k_{0(P)} \sum_{i=1}^n P_{нб,i} + \Delta_* P_c \sum_{i=1}^n P_{нб,i} = (k_{0(P)} + \Delta_* P_c) \sum_{i=1}^n P_{нб,i}, \quad (1.2)$$

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

$k_{o(P)}$ – коэффициент одновременности наибольших нагрузок подстанций;

$\Delta_* P_c = 0,05$ – суммарные потери мощности в сети в долях от суммарной нагрузки подстанций.

Суммарная наибольшая реактивная мощность, потребляемая от источника питания для проектируемой сети может быть оценена по выражению:

$$Q_{П,нб} = k_{0(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{нб,i} + \sum_{l=1}^m (\Delta Q_l - \Delta Q_{c,l}) + \Delta Q_{T,\Sigma}, \quad (1.3)$$

где $k_{0(Q)}$ – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок потребителей, $k_{0(Q)} \approx 0,98$;

$Q_{нб,i}$ – наибольшая реактивная нагрузка узла i ;

n – количество пунктов потребления электроэнергии;

ΔQ_l – потери реактивной мощности в линии l ;

$\Delta Q_{c,l}$ – реактивная мощность, генерируемая линией l ;

l – номера линий в рассматриваемой сети ($l=1, 2, \dots, m$).

$\Delta Q_{T,\Sigma}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах.

Для воздушных линий 110 кВ в первом приближении допускается принимать равными потери и генерации реактивной мощности в линиях, т. е. $\Delta Q_l - \Delta Q_{c,l} = 0$.

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах можно принять, что при каждой трансформации напряжения потери реактивной мощности составляют приблизительно 10% от передаваемой через трансформатор полной мощности.

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 0,1 \cdot \sum_{i=1}^n (\alpha_{Ti} \cdot S_{нб,i}), \quad (1.4)$$

где α_{Ti} - количество трансформаций напряжения от источника до потребителей в i – м пункте сети.

Согласно формуле (1.2) определим наибольшую суммарную активную мощность, потребляемую в проектируемой сети:

$$P_{П,нб} = (k_{0(p)} + \Delta P_c) \cdot (P_2 + P_4 + P_7 + P_{10}) = (0,95 + 0,05) \cdot (26 + 19 + 34 + 48) = 127 \text{ МВар}$$

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] по формулам (1.5, 1.6):

$$Q_{нб,i} = P_{нб,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (1.5)$$

$$\text{где } \operatorname{tg} \varphi_i = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_i}}{\cos \varphi_i} = \operatorname{tg}(\arccos \varphi_i), \quad (1.6)$$

$$S_{нб,i} = \sqrt{P_{нб,i}^2 + Q_{нб,i}^2}, \quad (1.7)$$

Для 2-ой подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{нб,2} = P_{нб,2} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{21}) = 26 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,78) = 20,8 \text{ Мвар};$$

Для 10-ой подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{нб,10} = P_{нб,10} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{10}) = 19 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,82) = 13,11 \text{ Мвар};$$

Для 7-ой подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{нб,4} = P_{нб,7} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_7) = 48 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,79) = 37,44 \text{ Мвар};$$

Для 4-ой подстанции наибольшая реактивная нагрузка:

$$Q_{нб,4} = P_{нб,4} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_4) = 34 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,85) = 21,08 \text{ Мвар};$$

Определим наибольшую полную нагрузку для каждой подстанции по выражению (1.7).

Для 2-ой подстанции:

$$S_{нб,2} = \sqrt{P_{нб,2}^2 + Q_{нб,2}^2} = \sqrt{26^2 + 20,08^2} = 33,3 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Для 10-ой подстанции:

$$S_{нб,10} = \sqrt{P_{нб,10}^2 + Q_{нб,10}^2} = \sqrt{19^2 + 13,11^2} = 23,08 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Для 7-ой подстанции:

$$S_{нб,7} = \sqrt{P_{нб,7}^2 + Q_{нб,7}^2} = \sqrt{48^2 + 37,44^2} = 60,87 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Для 4-ой подстанции:

$$S_{нб,4} = \sqrt{P_{нб,4}^2 + Q_{нб,4}^2} = \sqrt{34^2 + 21,08^2} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Определим суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах по выражению (1.4). Так как рассматривается электрическая сеть 110/10 кВ, питающаяся от подстанции «А», то будем считать, что на участке от подстанции «А» до i-го узла нагрузки происходит одна трансформация электрической энергии, поэтому α_{Ti} принимаем равным 1.

$$\begin{aligned} \Delta Q_{T,\Sigma} &= 0,1 \cdot [\alpha_{Ti} \cdot (S_{нб,2} + S_{нб,10} + S_{нб,7} + S_{нб,4})] = \\ &= 0,1 \cdot [1 \cdot (33,3 + 23,08 + 60,87 + 40)] = 15,73 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Определим суммарную наибольшую реактивную мощность, потребляемую с шин районной подстанции «А» по формуле (1.3):

$$\begin{aligned} Q_{П,нб} &= 0,98 \cdot (Q_{нб,2} + Q_{нб,10} + Q_{нб,7} + Q_{нб,4}) + \Delta Q_{T,\Sigma} = \\ &= 0,98 \cdot (20,8 + 13,11 + 37,44 + 21,08) + 15,73 = 106,31 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

1.5 Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств

В электрических сетях для компенсации ёмкостной или индуктивной составляющей переменного тока устанавливают компенсирующие устройства. 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.

Компенсирющие устройства, кроме генерации реактивной мощности, потребляют некоторую активную мощность. Обычно, при расчете рабочего режима эти величины не учитывают, так как они оказывают сравнительно малое влияние на параметры режима.

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{\Sigma, \text{ак}} = 60,4182$ сравнивается со значением реактивной мощности Q_c , которую целесообразно получать из системы в проектируемую сеть, удовлетворяющей балансу реактивной мощности в системе:

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

(1.8)

где $\text{tg} \varphi_A = 0,426$ - коэффициент мощности на подстанции «А».

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

$$Q_{K\Sigma} = Q_{\Sigma, \text{нб}} - Q_c$$

(1.9)

Расчетная мощность компенсирующих устройств в каждом из рассматриваемых узлов, удовлетворяющему требованию баланса реактивной мощности в проектируемой сети, определяется в соответствии с выражением:

$$Q_{k,i} = P_{\text{нб},i} \cdot (\text{tg} \varphi_i - \text{tg} \varphi_{\bar{\sigma}})$$

(1.10)

где $\text{tg} \varphi_{\bar{\sigma}} = \text{tg} \varphi_A$.

Необходимо определить мощности компенсирующих устройств по условию минимизации приведенных затрат на передачу реактивной мощности с использованием экономического значения $\text{tg} \varphi_{\sigma}$. Следуя «Указаниям по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных

предприятий» РТМ 36.18.32.6-92, для сети 10 кВ, присоединенной к шинам подстанций с высшим напряжением 110 кВ, экономический коэффициент реактивной мощности $tg \varphi_{\Sigma}$ принимается равным 0,3 ($tg \varphi_{\Sigma} = 0,3$).

Мощность компенсирующих устройств в каждом из рассматриваемых узлов находится по выражению:

$$Q_{k,i} = P_{нб,i} \cdot (tg \varphi_i - tg \varphi_{\Sigma})$$

(1.11)

Окончательное решение о необходимости установки компенсирующих устройств на каждой из подстанций принимается по большей из величин, вычисленных по выражениям (2.10) и (2.11).

Для равномерной загрузки секций подстанции количество компенсирующих установок на подстанции должно быть равным или кратным количеству секций (или обмоток низшего напряжения силовых трансформаторов). Мощность компенсирующих установок выбирается равной или ближайшей по номенклатуре заводов-изготовителей КУ.

Далее с учетом установленных мощностей КУ на каждой ПС определяется реактивная мощность, потребляемая каждой подстанцией (в узлах) от системы:

$$Q_i = Q_{нб,i} - Q_{k,i},$$

(1.12)

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

Полные мощности S_i для каждой подстанции, которые будут забираться от системы с учетом установки на ПС компенсирующих устройств, определяются по выражению:

$$S_i = P_{нб,i} + jQ_i,$$

(1.13)

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

Определим значение реактивной мощности, которую целесообразно получать из системы в проектируемую сеть по выражению (1.8)

$$Q_c = P_{П,нб} \cdot \operatorname{tg} \varphi_A = 127 \cdot 0,426 = 54,102 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{K\Sigma} = Q_{П,нб} - Q_c = 106,31 - 54,102 = 52,21 \text{ Мвар}.$$

Определим по первому условию (1.10) расчетные мощности компенсирующих устройств.

$$Q_{k,10} = P_{нб,10} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_A) = 19 \cdot (0,69 - 0,426) = 5,016 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,2} = P_{нб,2} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_2 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 26 \cdot (0,8 - 0,426) = 9,724 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,7} = P_{нб,7} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_7 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 48 \cdot (0,78 - 0,426) = 16,992 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,4} = P_{нб,4} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_A) = 36 \cdot (0,62 - 0,426) = 6,984 \text{ Мвар},$$

Определим по второму условию (1.11) расчетные мощности компенсирующих устройств.

$$Q_{k,10} = P_{нб,10} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{10} - \operatorname{tg} \varphi_{\Sigma}) = 19 \cdot (0,69 - 0,3) = 7,41 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,2} = P_{нб,2} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_2 - \operatorname{tg} \varphi_{\Sigma}) = 26 \cdot (0,8 - 0,3) = 13 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,4} = P_{нб,4} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_4 - \operatorname{tg} \varphi_{\Sigma}) = 36 \cdot (0,62 - 0,3) = 11,52 \text{ Мвар},$$

$$Q_{k,7} = P_{нб,7} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_7 - \operatorname{tg} \varphi_{\Sigma}) = 48 \cdot (0,78 - 0,3) = 23,04 \text{ Мвар},$$

Мощности компенсирующих установок, определенные по второму условию получились, больше, поэтому выбор КУ производим по второму условию.

Принимаем к установке компенсирующие устройства типа УКРМ (установка конденсаторная регулируемая по мощности). Конденсаторные установки этой серии предназначены для компенсации реактивной мощности в электросети: установка включает/отключает необходимое количество конденсаторов в зависимости от заданного и действующего в сети $\cos \varphi$. Кроме того она служит для повышения коэффициента мощности электрооборудования промышленных предприятий и распределительных сетей на напряжение 10 кВ частоты 50 Гц путем автоматического регулирования реактивной мощности. Данные записываем в таблицу 1.2.

Таблица 1.2.

Компенсирующие устройства

№ узла	Расчетная мощность КУ, Мвар	Количество КУ	Тип КУ	Установленная мощность КУ, Мвар
10	7,41	4	УКРМ – 10,5 – 1850	7,4
2	13	4	УКРМ – 10,5 – 3250	13
4	11,52	4	УКРМ – 10,5 – 2900	11,6
7	23,04	4	УКРМ – 10,5 – 5750	23

Найдем реактивную мощность, потребляемую каждой подстанцией (в узлах) от системы по выражению (1.12):

$$Q_{10} = Q_{нб,10} - Q_{к,10} = 13,11 - 7,41 = 5,71 \text{ Мвар},$$

$$Q_2 = Q_{нб,2} - Q_{к,2} = 20,8 - 13 = 7,8 \text{ Мвар},$$

$$Q_4 = Q_{нб,4} - Q_{к,4} = 21,08 - 11,6 = 9,48 \text{ Мвар},$$

$$Q_7 = Q_{нб,7} - Q_{к,7} = 37,44 - 23 = 14,44 \text{ Мвар},$$

определим полные мощности S_i для каждой подстанции, которые будут забираться от системы с учетом установки на ПС компенсирующих устройств по выражению (1.13).

$$S_{10} = |P_{нб,10} + jQ_{10}| = |19 + j5,71| = \sqrt{19^2 + 5,71^2} = 19,84 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_2 = |P_{нб,3} + jQ_3| = |26 + j7,8| = \sqrt{26^2 + 7,8^2} = 27,14 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_4 = |P_{нб,4} + jQ_4| = |34 + j9,48| = \sqrt{34^2 + 9,48^2} = 37,23 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_7 = |P_{нб,7} + jQ_7| = |48 + j14,44| = \sqrt{48^2 + 14,44^2} = 50,12 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

1.6 Выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций

Выбор количества трансформаторов зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанции потребителей. По условию дипломного проекта на всех подстанциях имеются потребители 1-

ой категории и $P_{\max} \geq 10 \text{ МВт}$ следовательно, число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

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

$$S_{\text{расч.тр.}} = \frac{S_i}{K_{\text{перез.тр.}}}, \quad (1.14)$$

где $K_{\text{перез.тр.}}$ - допустимый коэффициент перегруза для трансформаторов при продолжительности перегрузки в течение суток.

$$\text{Для ПС № 10: } S_{\text{расч.тр.10}} = \frac{S_{10}}{K_{\text{перез.тр.}}} = \frac{19,84}{1,1} = 18,04 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\text{Для ПС № 2: } S_{\text{расч.тр.2}} = \frac{S_2}{K_{\text{перез.тр.}}} = \frac{27,14}{1,1} = 24,67 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\text{Для ПС № 4: } S_{\text{расч.тр.4}} = \frac{S_4}{K_{\text{перез.тр.}}} = \frac{37,23}{1,1} = 33,85 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\text{Для ПС № 7: } S_{\text{расч.тр.7}} = \frac{S_7}{K_{\text{перез.тр.}}} = \frac{50,12}{1,1} = 45,56 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По [1, табл. 5.18] выбираем соответствующие типы трансформатора.

Результаты выбора трансформаторов приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3.

Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях

№ узла	Полная мощность в узле, МВ·А	Расчетная мощность одного трансформатора	Тип трансформаторов
10	19,84	18,04	$2 \times \text{ОД\AA} \text{I} - 25000/110$
2	27,14	24,67	$2 \times \text{ТРДН} - 40000/110$
4	37,23	33,85	$2 \times \text{ТРДН} - 40000/110$
7	50,12	45,56	$2 \times \text{ТРДЦН} - 63000/110$

Паспортные данные выбранных трансформаторов приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4.

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Справочные данные	<i>ТРДН</i> – 25000/110	<i>ТРДН</i> – 40000/110	<i>ТРДЦН</i> - 63000/110
$S_{ном}, МВ \cdot А$	25	40	63
Предел регулирования	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{номВН}, кВ$	115	115	115
$U_{номНН}, кВ$	11	10,5	10,5
$u_k, \%$	10,5	10,5	10,5
$\Delta P_k, кВт$	120	170	245
$\Delta P_x, кВт$	25	34	50
$I_x, \%$	0,45	0,55	0,7
$r_T, Ом$	2,54	1,42	0,86
$x_T, Ом$	55,9	31,42	19,95
$\Delta Q_x, квар$	112	220	441

1.7 Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи

При проектировании воздушных линий напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения проводов производится по нормированным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используют нормированные значения экономической плотности тока. Суммарное сечение (F) проводов фазы проектируемой линии составляет:

$$F = \frac{I_p}{J_9}, \quad (1.15)$$

где $J_{\text{э}}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², для заданных условий выбираемое по [3, табл. 1.3.36].

I_p – расчётный ток в час максимума энергосистемы, определяемый как:

$$I_p = I_{нб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (1.16),$$

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

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{\text{макс}}$.

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

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

(1.17).

Исходя из напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду, материала опор и количества цепей в линии по табл. 3.15, [1] выбираются сечения сталеалюминевых проводов. Для линии 110 кВ наименьшее сечение сталеалюминевых проводов равно 120 мм². Использование проводов сечением 70 мм² и 95 мм² согласно табл. 7.4, [1] экономически не выгодно и не целесообразно.

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву осуществляется по формуле:

$$I_p^{авар} \leq I_{дон},$$

(1.18)

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

$I_{дон}$ - допустимый ток по нагреву, А [1, табл. 3.15].

Для проектируемой сети выберем коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и нормированное значение экономической плотности тока: при $T_{max} = 3300\text{ч.}$, $\alpha_t = 0,8$;
 $J_{\dot{Y}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$

Вариант 1

Определим распределение полных мощностей (без учета потерь в линиях) по участкам проектируемой сети.

Рассмотрим двухцепные линии А-7', 7'-4, 7-7'. Определим мощности, передаваемые по двухцепным линиям.

$$S_{A-7} = \frac{S_4 + S_7}{2} = \frac{37,23 + 50,12}{2} = 43,68 \text{ МВА}$$

$$S_{7'-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{37,23}{2} = 18,62 \text{ МВА}$$

$$S_{7'-7} = \frac{S_7}{2} = \frac{50,12}{2} = 25,06 \text{ МВА}$$

Рассмотрим «кольцо» А-2-10-А – линию с двухсторонним питанием (рис. 1.7). Наметим точку потоко раздела – точку 10 и направления потоков мощностей.

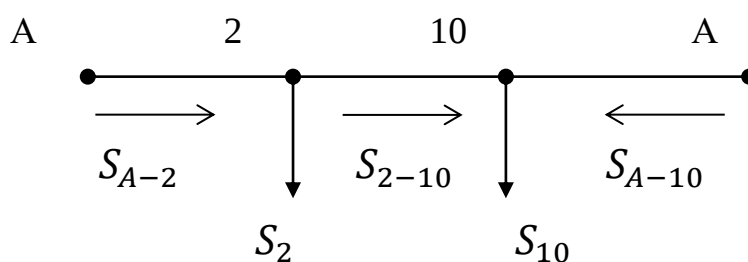


Рис. 1.7. Распределение полной мощности на участке А-2-10-А

$$S_{A-2} = \frac{S_2 \cdot (L_{2-10} + L_{A-10}) + S_{10} \cdot L_{A-10}}{L_{A-2} + L_{2-10} + L_{A-10}} = \frac{27,14 \cdot (44,8 + 33,6) + 19,84 \cdot 33,6}{24 + 44,8 + 33,6} = 27,29 \text{ МВА}$$

$$S_{A-10} = \frac{S_{10} \cdot (L_{2-10} + L_{A-10}) + S_2 \cdot L_{A-10}}{L_{A-2} + L_{2-10} + L_{A-10}} = \frac{19,84 \cdot (44,8 + 24) + 27,14 \cdot 24}{24 + 44,8 + 33,6} = 19,69 \text{ МВА},$$

По первому закону Кирхгофа определим перетоки мощности на участке S_{2-10} :

$$S_{2-10} = S_{10} - S_{A-10} = 19,69 - 19,84 = 0,15 \text{ MVA}.$$

Определим расчетную токовую нагрузку в нормальном режиме по каждой цепи линий по выражению (1.17).

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

В линии А – 7’:

$$I_{pA-7'} = \frac{S_{A-7'}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{43,68 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 192,58 \text{ A}$$

В линии 7’ – 4:

$$I_{p7'-4} = \frac{S_{7'-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{18,62 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 82,09 \text{ A}$$

В линии 7’ – 7:

$$I_{p7'-7} = \frac{S_{7'-7}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{25,06 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 110,51 \text{ A}$$

Расчетная токовая нагрузка одноцепных линий «кольца А-2-10-А» в нормальном режиме.

В линии А – 2:

$$I_{pA-2} = \frac{S_{A-2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{27,29 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 120,32 \text{ A},$$

В линии А-10:

$$I_{pA-10} = \frac{S_{A-10}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{19,69 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 86,81 \text{ A},$$

В линии 2 – 10:

$$I_{p2-10} = \frac{S_{2-10}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}}} \alpha_i \alpha_t = 0,15 \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 0,66 \text{ A}.$$

Определим сечения (F) проводов проектируемой сети по формуле (1.15):

$$F_{A-10} = \frac{I_{pA-10}}{J_{\dot{Y}}} = \frac{86,81}{1,1} = 78,92 \text{ à } \dot{\text{à}}^2,$$

$$F_{A-2} = \frac{I_{pA-2}}{J_{\dot{Y}}} = \frac{120,32}{1,1} = 109,38 \text{ à } \dot{\text{à}}^2,$$

$$F_{2-10} = \frac{I_{pA-5}}{J_{\dot{Y}}} = \frac{0,66}{1,1} = 0,6 \text{ à } \dot{\text{à}}^2,$$

$$F_{A-7'} = \frac{I_{pA-7'}}{J_{\dot{Y}}} = \frac{192,58}{1,1} = 175,07 \text{ à } \dot{\text{à}}^2,$$

$$F_{7'-4} = \frac{I_{p7'-4}}{J_{\dot{Y}}} = \frac{82,09}{1,1} = 74,63 \text{ à } \dot{\text{à}}^2,$$

$$F_{7'-7} = \frac{I_{p7'-7}}{J_{\dot{Y}}} = \frac{110,51}{1,1} = 100,46 \text{ à } \dot{\text{à}}^2$$

Сечения, полученные в результате расчетов округляем до ближайших стандартных. Для линии А-7' выбираем провод АС-185/29, а для остальных линий - провода АС – 120/19.

Выбранные провода проверяем на работу в послеаварийном режиме. Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме будет иметь место при отключении одной цепи линии. Определим мощность линии в аварийном режиме $S_{авар}$, МВА и расчетный аварийный ток $I_p^{авар}$, А. Все полученные данные сводим в таблицу 1.5.

Рассмотрим двухцепные линии А-7', 7'-4, 7'-7:

- обрыв одной цепи линии А – 7':

$$S_{A-7'}^{\hat{\hat{\hat{\delta}}}} = S_1 + S_7 = 37,23 + 50,12 = 87,35 \text{ à } \hat{\hat{\hat{\delta}}} \cdot \hat{\hat{\hat{\delta}}}$$

$$I_{\delta A-7'}^{\hat{\hat{\hat{\delta}}}} = \frac{S_{A-7'}^{\hat{\hat{\hat{\delta}}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{\hat{\hat{\delta}}}}} = \frac{87,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 385,11 \text{ à}$$

- обрыв одной цепи линии 7' – 4:

$$S_{7'-4}^{\hat{\hat{\hat{\delta}}}} = S_4 = 97,23 \text{ à } \hat{\hat{\hat{\delta}}} \cdot \hat{\hat{\hat{\delta}}},$$

$$I_{\delta A-7'}^{\hat{\hat{\hat{\delta}}}} = \frac{S_{A-7'}^{\hat{\hat{\hat{\delta}}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{\hat{\hat{\delta}}}}} = \frac{87,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 985,11 \text{ à}$$

Рассмотрим «кольцо» А-3-4-А.

- обрыв линии А – 3 (наиболее нагруженной будет линия А –4):

$$S_{\hat{A}-4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_3 + S_4 = 18,768 + 25,021 = 43,789 \hat{A} \cdot \hat{A},$$

$$I_{\hat{\delta}\hat{A}-4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = \frac{S_{\hat{A}-4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{43,789 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 241,36 \hat{A},$$

- обрыв линии А– 4 (наиболее нагруженной будет линия А –3):

$$S_{\hat{A}-3}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_4 + S_3 = 25,021 + 18,768 = 43,789 \hat{A} \cdot \hat{A},$$

$$I_{\hat{\delta}\hat{A}-3}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = \frac{S_{\hat{A}-3}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = \frac{43,789 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 241,36 \hat{A}$$

- поток мощности на участке 3-4:

$$S_{3-4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_4 = 25,021 \hat{A} \cdot \hat{A},$$

$$I_{\hat{\delta}3-4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = \frac{S_{3-4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}} = \frac{25,021 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 137,91 \hat{A}.$$

Таблица 1.5.

Выбор марки и сечения проводов для схемы №3.

Линия	А-1	А-5	А-3	А-4	3-4
$I_{p,i}, A$	54,57	45,717	92,21	149,09	11,18
Марка провода	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19	АС - 150/24	АС – 120/19
$I_{p,i}^{авар}, A$	109,133	91,44	241,36	241,36	137,91
$I_{\partial on,i}, A$	390	390	390	450	390

Вариант 2

Определим распределение полных мощностей (без учета потерь в линиях) по участкам проектируемой сети.

Определим мощности, передаваемые по двухцепным линиям:

$$S_{\dot{A}-5} = \frac{S_5}{2} = \frac{16,59}{2} = 8,295 \text{ МВА}$$

$$S_{A-4'} = \frac{S_3 + S_4}{2} = \frac{18,768 + 25,021}{2} = 21,9 \text{ МВА}$$

$$S_{4'-3} = \frac{S_3}{2} = \frac{18,768}{2} = 9,384 \text{ МВА}$$

$$S_{4'-4} = \frac{S_4}{2} = \frac{25,021}{2} = 12,51 \text{ МВА}$$

$$S_{\dot{A}-1} = \frac{S_1}{2} = \frac{19,80}{2} = 9,9 \text{ МВА}$$

Определим расчетную токовую нагрузку в нормальном режиме по каждой цепи линий по выражению (1.17).

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

В линии А – 1:

$$I_{p\dot{A}-1} = \frac{S_{\dot{A}-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{9,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 54,57 \text{ А}$$

В линии А – 5:

$$I_{p\dot{A}-5} = \frac{S_{\dot{A}-5}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{8,295 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 45,717 \text{ А},$$

В линии А-4':

$$I_{pA-4'} = \frac{S_{\dot{A}-4'}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{21,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 120,708 \text{ А},$$

В линии 4'– 3:

$$I_{p4'-3} = \frac{S_{4'-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{9,384 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 51,7125 \text{ А}.$$

В линии 4'– 4:

$$I_{p4'-4} = \frac{S_{4'-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \alpha_i \alpha_t = \frac{12,51 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 68,9535 \text{ A}$$

Определим сечения (F) проводов проектируемой сети по формуле (1.15):

$$F_{A-1} = \frac{I_{pA-1}}{J_{\text{н}}} = \frac{54,57}{1,1} = 49,60 \text{ мм}^2,$$

$$F_{A-5} = \frac{I_{pA-5}}{J_{\text{н}}} = \frac{45,717}{1,1} = 41,56 \text{ мм}^2,$$

$$F_{A-4'} = \frac{I_{pA-4'}}{J_{\text{н}}} = \frac{120,708}{1,1} = 109,735 \text{ мм}^2,$$

$$F_{4'-3} = \frac{I_{p4'-3}}{J_{\text{н}}} = \frac{51,7125}{1,1} = 47,011 \text{ мм}^2,$$

$$F_{4'-4} = \frac{I_{p4'-4}}{J_{\text{н}}} = \frac{68,9535}{1,1} = 62,685 \text{ мм}^2,$$

Сечения, полученные в результате расчетов округляем до ближайших стандартных. Так, для всех линий выбираем провода АС – 120/19.

Выбранные провода проверяем на работу в послеаварийном режиме. Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме будет иметь место при отключении одной цепи линии. Определим мощность линии в аварийном режиме $S_{\text{авар}}$, МВА и расчетный аварийный ток $I_p^{\text{авар}}$, А. Все полученные данные сводим в таблицу 1.5.

Рассмотрим двухцепные линии :

- обрыв одной цепи линии А – 5:

$$S_{A-5}^{\text{авар}} = S_5 = 16,59 \text{ МВА}$$

$$I_{\delta A-5}^{\text{авар}} = \frac{S_{A-5}^{\text{авар}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{16,59 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 91,44 \text{ A}.$$

- обрыв одной цепи линии А-1:

$$S_{A-1}^{\text{авар}} = S_1 = 19,80 \text{ МВА},$$

$$I_{\delta A-1}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = \frac{S_{\hat{A}-1}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}} = \frac{19,80 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 109,133 \hat{A}.$$

- обрыв одной цепи линии А – 4’:

$$S_{A-4'}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_4 + S_3 = 25,021 + 18,768 = 43,789 \hat{A} \cdot \hat{A},$$

$$I_{\delta A-4'}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = \frac{S_{A-4'}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}} = \frac{43,789 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 241,357 \hat{A},$$

- обрыв одной цепи линии 4’- 3:

$$S_{4'-3}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_3 = 18,768 \hat{A} \cdot \hat{A}$$

$$I_{\delta 4'-3}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = \frac{S_{4'-3}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}} = \frac{18,768 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 103,45 \hat{A}.$$

- обрыв одной цепи линии 4’- 4:

$$S_{4'-4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_4 = 25,021 \hat{A} \cdot \hat{A}$$

$$I_{\delta 4'-4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = \frac{S_{4'-4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}} = \frac{25,021 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \cdot 1,05 \cdot 1 = 137,91 \hat{A}.$$

Таблица 1.5.

Выбор марки и сечения проводов для схемы №3.

Линия	А-1	А-5	А-4’	4’-3	4’-4
$I_{p,i}, A$	54,57	45,717	120,708	51,7125	68,9535
Марка провода	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19	АС – 120/19
$I_{p,i}^{авар}, A$	109,133	91,44	241,357	103,45	137,91
$I_{дон,i}, A$	390	390	390	390	390

При сравнении наибольшего тока в послеаварийном режиме с длительно допустимым током по нагреву выполняется неравенство

$I_p^{авар} \leq I_{дон}$, следовательно, выбранные провода удовлетворяют условию допустимого нагрева в послеаварийном режиме.

1.8 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 подстанции это подстанции, питаемые по одной или двум радиальным линиям;
- ответвительные подстанции это подстанции, присоединяемые к одной или двум проходящим линиям на ответвлениях;
- проходные подстанции это подстанции, присоединяемые к сети путем захода одной линии с двусторонним питанием;
- узловые подстанции это подстанции, присоединяемые к сети не менее чем по трем питающим линиям.

Основные требования к главным схемам электрических соединений:

1. 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;
2. Схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;

3. Схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать средствами автоматики восстановление питания потребителей в послеаварийной ситуации без вмешательства персонала;

4. Схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей;

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

На основании этих требований произведем выбор схем подстанций для рассматриваемых вариантов.

Вариант 1

Для центра питания «А» выбираем типовую схему 13Н «Две рабочие и обходная система шин» (рис. 1.8).

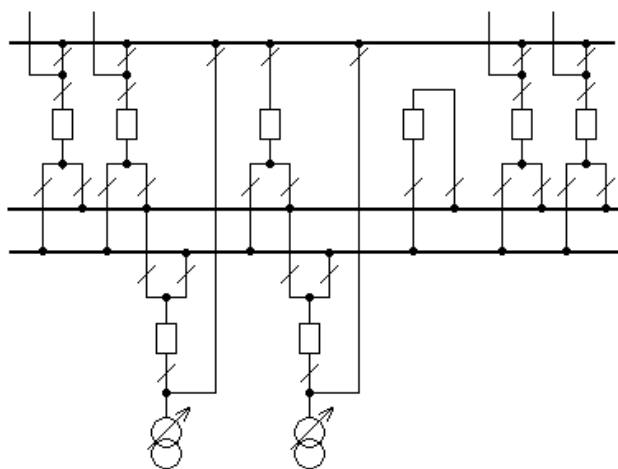


Рис. 1.8. Типовая схема 13Н.

Для проходных подстанций 3, 4 выбираем типовую схему 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии», (рис. 1.9).

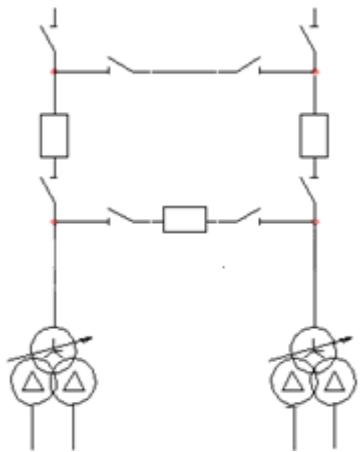


Рис.1.9. Типовая схема 5Н.

Для тупиковых подстанций № 1, 5 выбираем типовую схему 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (рис. 1.10).

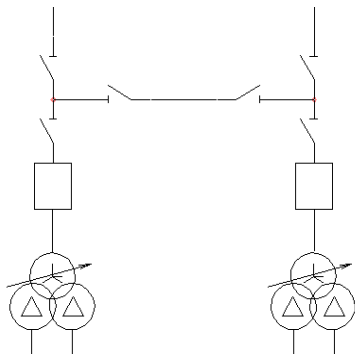


Рис.1.10. Типовая схема 4Н.

Вариант 2

Для центра питания «А» выбираем типовую схему 13Н «Две рабочие и обходная система шин» (рис.1.8).

Для тупиковых подстанций 1,3,4,5 выбираем типовую схему 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (рис. 1.10).

1.8.1 Применение схем РУ 10 кВ

На подстанциях №1, 3, 4, для стороны низшего напряжения применяем схему 10(6)-2 – «две одиночные секционированные выключателями системы шин», так как на всех этих подстанциях установлены два трансформатора с расщепленной обмоткой НН (рис. 1.11).

На подстанции №5 применяют схему 10(6)-2 – «одиночная секционированная выключателем система шин» (рис. 1.12).

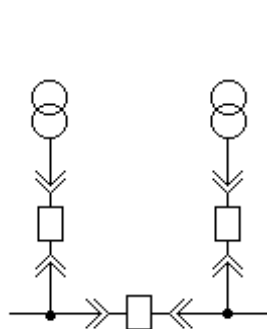


Рис. 1.12. Схема РУ 10 кВ

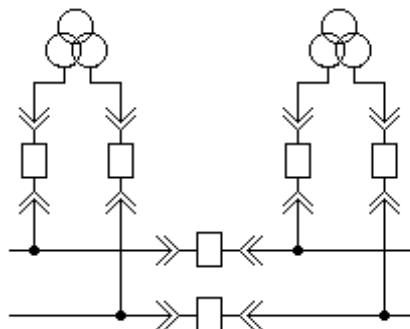


Рис. 1.11. Схема РУ 10 кВ

1.9 Техничко-экономический расчёт РЭС

Целью технико-экономического расчета является принятие одного из сравниваемых вариантов схемы РЭС, обеспечивающего наиболее эффективное использование капитальных вложений, как в строительстве, так и в последующей эксплуатации объекта.

1.9.1 Расчет капиталовложений в строительство РЭС

Капитальные вложения – это затраты материальных, денежных и трудовых ресурсов на создание новых и реконструкцию старых основных средств. Капитальные вложения – это сумма двух составляющих: стоимости капитального строительства и капитальных приобретений, т. е. оборудования.

Эффективность капитальных вложений (инвестиций) определяется

сопоставлением затрат и получаемого эффекта. В общем случае в качестве затрат рассматриваются инвестиции, эксплуатационные издержки, выплата процентов и погашение кредита, налоги, а в качестве получаемого эффекта – выручка от реализации продукции.

Для выполнения технико-экономических расчетов при сопоставлении вариантных решений выбора схем электрических сетей пользуются приближенными методами, построенными на основе укрупненных показателей стоимости [1]:

$$K_{РЭС} = K_{ЛЭП} + K_{ПС}$$

(1.19),

где $K_{ЛЭП}$ - капитальные вложения на сооружение линии электропередачи;

$K_{ПС}$ - капитальные вложения на сооружение подстанции.

Укрупненные показатели стоимости сооружения воздушных линий соответствуют нормальным условиям строительства на территории европейской части России. В качестве нормальных условий рассматривается сооружение ВЛ вне населенных пунктов, в равнинной местности и при расчетном напоре ветра до 6 Н/м² [3].

Укрупненные показатели стоимости сооружения 1 км ВЛ учитывают затраты на оборудование (опоры, провода, тросы, изоляторы, арматуру) и строительно-монтажные работы, т. е. на земляные работы и устройство фундаментов, установку опор, подвеску изоляторов, арматуры, проводов и тросов, заземление фундаментов и опор, окраску стальных конструкций, опор лаком, антикоррозийную смазку грозозащитных тросов и оттяжек опор, транспортные и погрузочно-разгрузочные работы. Стоимость сооружения линий электропередачи определяется основными её параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов, районом строительства, климатическими условиями т. п. [3]. Рассматриваемая сеть проектируется в равнинной местности, вне населенных пунктов, район по гололеду III, поэтому:

$$K_{ЛЭП} = K_{укр.} \cdot L$$

(1.20),

где $K_{укр.}$ - укрупненный показатель стоимости сооружения 1 км ЛЭП;

L - длина линии электропередачи.

Суммарные капиталовложения на сооружение понижающих подстанций $K_{пс\Sigma}$ определяются как:

$$K_{пс\Sigma} = \sum_{j=1}^t K_{псj}$$

(1.21),

где $j=1, 2, \dots, t$ – номер подстанции; $K_{псj}$ - стоимость сооружения j -й подстанции, определяемая выражением:

$$K_{псj} = K_{тр\Sigma} + K_{ру} + K_{ку} + K_{пост} \quad (1.22),$$

где $K_{ку}$ - суммарная стоимость компенсирующих устройств, включающая в себя стоимость компенсирующих и регулирующих устройств, кабелей в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, панели управления, защиты, автоматики установленные в ОПУ, но относящиеся к ячейке, а также строительные и монтажные работы.;

$K_{тр\Sigma}$ - суммарная стоимость трансформаторного оборудования:

$$K_{тр\Sigma} = n_{тр} \cdot K_{тррасч}$$

(1.23),

где $K_{тррасч}$ - укрупненный показатель стоимости, включающий помимо стоимости самого трансформатора затраты на строительную часть, монтаж, ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели и релейную защиту;

$n_{тр}$ - количество однотипных трансформаторов на подстанции одинаковой мощности.

$K_{ру}$ - укрупненный показатель стоимости ОРУ 110 кВ, учитывающий установленное оборудование (выключатель, разъединитель, отделитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники, шины, силовые и

контрольные кабели); панели управления, защиты и автоматики, установленные в общестанционном пункте управления, относящиеся к ОРУ, а также строительные и монтажные работы.

$K_{\text{пост}}$ - укрупненный показатель постоянной части затрат, включающий в себя стоимость сооружения ОПУ, аппаратной маслохозяйства и складов масла, компрессорной, коммуникаций тепло- и водоснабжения, подъездных путей и т. п.

Произведем расчет капиталовложений в строительство РЭС для выбранных вариантов схем электрической сети.

Вариант №1

Определим капитальные вложения на сооружение трасс воздушных линий электропередачи по формуле (1.20). Принимаем к установке железобетонные свободностоящие опоры. Т. к. подробная информация об условиях прохождения ВЛ отсутствует, то используем базисные показатели стоимости ВЛ без корректировки. Базисные показатели стоимости ВЛ приведены в ценах 2000г [1, табл.7.4]. Коэффициент индексации цен – 6,5, на третий квартал 2017 года, для оборудования и строительно-монтажных работ.

$$\hat{E}_{A-1}^{120} = K_{\text{оэд.}} \cdot L_{A-1} = 1150 \cdot 33 \cdot 6 \cdot 10^3 = 2,277 \cdot 10^8 \text{ руб.},$$

$$\hat{E}_{A-5}^{120} = K_{\text{оэд.}} \cdot L_{A-5} = 1150 \cdot 50,6 \cdot 6 \cdot 10^3 = 3,4914 \cdot 10^8 \text{ руб.},$$

$$\hat{E}_{A-4}^{150} = K_{\text{оэд.}} \cdot L_{A-3} = 850 \cdot 25,3 \cdot 6 \cdot 10^3 = 1,2903 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$\hat{E}_{3-4}^{120} = K_{\text{оэд.}} \cdot L_{3-4} = 850 \cdot 25,3 \cdot 6 \cdot 10^3 = 1,2903 \cdot 10^8 \text{ руб.},$$

$$\hat{E}_{A-3}^{120} = K_{\text{оэд.}} \cdot L_{A-3} = 850 \cdot 44 \cdot 6 \cdot 10^3 = 2,244 \cdot 10^8 \text{ руб.},$$

$$\hat{E}_{\text{ЭИ},1} = 10,593 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Определим суммарные капиталовложения в стоимость понижающих подстанций. Для этого найдем стоимость трансформаторов .

Стоимость трансформаторов

$$\hat{E}_{\text{от}} = 2 \cdot K_{\text{и.д.д.}} \cdot \sum_1^4 K_{\text{от}} = 2 \cdot 6 \cdot (3 \cdot 5,5 \cdot 10^6 + 4,3 \cdot 10^6) = 249,6 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Определим суммарные капиталовложения в стоимость компенсирующих устройств. Данные запишем в таблицу 1.8.

Таблица 1.8

Стоимость компенсирующих устройств.

Марка	Стоимость, тыс. руб.	Количество	Итоговая стоимость, тыс руб.
УКРМ-10,5-1300	406	4	$0,1624 \times 10^8$
УКРМ-10,5-2400	750	4	$0,3 \times 10^8$
УКРМ-10,5-1950	609	4	$0,2437 \times 10^8$
УКРМ-10,5-3600	1125	2	$0,2250 \times 10^8$
В сумме: $\hat{E}_{\text{от}} = 0,9311 \cdot 10^8 \text{ руб.}$			

Определим стоимость РУ ВН с учетом постоянной части затрат по подстанциям. Данные занесем в таблицу 1.9.

Таблица 1.9

Стоимость РУ ВН 110 с учетом постоянной части затрат

Наименование РУ	Стоимость, тыс. руб. х $K_{\text{индекс.}}$	Постоянная часть затрат, $K_{\text{пост}} \times K_{\text{индекс.}}$, тыс. руб.	Номер узла	Всего, руб.
Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны	$30000 \times 6 =$ $= 180000$	$9000 \times 6 =$ $= 54000$	3,4	$4,68 \times$ 10^8

линий				
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	15200×6= =91200	9000×6= =54000	1,5	2,904 ×10 ⁸
Линейные ячейки с элегазовыми выключателями	(10×7300)×6 =438000	12250×6= =73500	А	5,115 ×10 ⁸
Итого $\hat{E}_{\text{ДОА}} = 12,69 \cdot 10^8 \text{ руб.}$				

Стоимость 34-х ячеек РУ НН для 3 ПС, и 18-ти ячеек РУ НН для 1 ПС используя [4 табл. 7.19] для элегазовых выключателей:

$$K_{\text{РУНН}} = (34 \times 160 \times 10^3 \times 6 \times 3) + (18 \times 160 \times 10^3 \times 6 \times 1) = 1,15 \times 10^8 \text{ руб.}$$

Общая стоимость первого варианта РЭС составляет:

$$\hat{E}_{\text{ДНН},1} = \hat{E}_{\text{ЭВНН},1} + \hat{E}_{\text{ДО}} + \hat{E}_{\text{ЕО}} + \hat{E}_{\text{ДОА}} + \hat{E}_{\text{ДОА}} = (10,593 + 2,496 + 0,9311 + 12,69 + 1,15) \cdot 10^8 = 27,86 \cdot 10^8$$

Вариант 2

Определим капитальные вложения на сооружение трасс воздушных линий электропередачи по формуле (1.20). Принимаем к установке железобетонные свободностоящие опоры.

$$\hat{E}_{A-1}^{120} = K_{\text{свд.}} \cdot L_{A-1} = 1150 \cdot 33 \cdot 6 \cdot 10^3 = 2,28 \cdot 10^8 \text{ руб.},$$

$$\hat{E}_{A-5}^{120} = K_{\text{свд.}} \cdot L_{A-2} = 1150 \cdot 50,6 \cdot 6 \cdot 10^3 = 3,49 \cdot 10^8 \text{ руб.},$$

$$\hat{E}_{A-4'}^{120} = K_{\text{свд.}} \cdot L_{2-3'} = 1150 \cdot 22 \cdot 6 \cdot 10^3 = 1,52 \cdot 10^8 \text{ руб.},$$

$$\hat{E}_{4'-4}^{120} = K_{\text{свд.}} \cdot L_{4'-4} = 1150 \cdot 11 \cdot 6 \cdot 10^3 = 0,759 \cdot 10^8 \text{ руб.},$$

$$\hat{E}_{4'-3}^{120} = K_{\text{свд.}} \cdot L_{4'-3} = 1150 \cdot 22 \cdot 6 \cdot 10^3 = 1,52 \cdot 10^8 \text{ руб.},$$

$$\hat{E}_{\text{ЭИ},2} = 9,569 \cdot 10^8 \text{ долл.}$$

Определим суммарные капиталовложения в стоимость понижающих подстанций. Стоимость трансформаторов и компенсирующих устройств будет такой же, как для варианта 1: $\hat{E}_{\text{ОД}} = 249,6 \cdot 10^6 \text{ долл.}$, $\hat{E}_{\text{ЕО}} = 0,9311 \cdot 10^8 \text{ долл.}$

Таблица 1.9

Стоимость РУВН 110 с учетом постоянной части затрат

Наименование РУ	Стоимость, руб. х $K_{\text{индекс.}}$	Постоянная часть затрат, $K_{\text{пост}} \times K_{\text{индекс.}}$, руб.	Номер узла	Всего, руб.
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	$15200 \times 6 =$ $= 91200$	$9000 \times 6 =$ $= 54000$	1,3,4,5	$5,801 \times 10^8$
Линейные ячейки с элегазовыми выключателями	$(10 \times 7300) \times 6 =$ $= 438000$	$12250 \times 6 =$ $= 73500$	А	$5,115 \times 10^8$
Итого $\hat{E}_{\text{ДОАИ}} = 10,916 \cdot 10^8 \text{ долл.}$				

Стоимость 34-х ячеек РУ НН для 3 ПС, и 18-ти ячеек РУ НН для 1 ПС используя [4 табл. 7.19] для вакуумных выключателей:

$$K_{\text{РУНН}} = (34 \times 160 \times 10^3 \times 6 \times 3) + (18 \times 160 \times 10^3 \times 6 \times 1) = 1,15 \times 10^8 \text{ руб}$$

Общая стоимость второго варианта РЭС составляет:

$$\hat{E}_{\text{ЭИ},2} = \hat{E}_{\text{ЭИ},2} + \hat{E}_{\text{ОД}} + \hat{E}_{\text{ЕО}} + \hat{E}_{\text{ДОАИ}} + \hat{E}_{\text{ДОАИ}} = (9,569 + 2,496 + 0,9311 + 10,916 + 1,15) \cdot 10^8 = 25,06 \cdot 10^8 \text{ долл.}$$

Из расчетов видно, что второй вариант проектируемой сети по капитальным вложениям наиболее выгодный.

1.9.2 Расчет годовых эксплуатационных расходов РЭС

Годовые эксплуатационные расходы $I_{\text{эспл.}}$ - ежегодные издержки, необходимые для эксплуатации сооружений и устройств системы передачи и распределения электроэнергии, состоят из следующих затрат [8]:

- 1) I_a – отчисления на амортизацию объектов электрической сети;
- 2) $I_{\text{р.о.}}$ – расходы на эксплуатацию (текущий ремонт и обслуживание);
- 3) $I_{\Delta W}$ – стоимость потерянной электроэнергии в элементах сети.

Сущность амортизационных отчислений основывается на том, что каждый объект электрической сети рассчитан на определенный срок службы. Нормы на амортизацию выбирают в долях от первоначальных капитальных затрат.

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание определяют по формуле:

$$I_{\text{АРО}} = K_i \cdot \alpha, \text{ где } \alpha = 0,028, \quad (1.24)$$

Где $I_{\text{АРО}} = I_a + I_{\text{р.о.}}$,

$$\alpha = p_a + p_{\text{р.о.}} = 0,024 + 0,004 = 0,028 \text{ согласно [8, табл. 12.3],}$$

p_a - норма на амортизацию в долях от капитальных затрат;

$p_{\text{р.о.}}$ - норма на текущий ремонт и обслуживание в долях от капитальных затрат.

Для учета затрат на потери электрической энергии необходимо определить суммарные годовые потери энергии:

$$I_{\Delta W} = T(\Delta W_{\text{ЛЭП}}^{\Sigma} + \Delta W_{\text{ТР}}^{\Sigma}), \quad (1.26)$$

где T - тариф на электроэнергию генерирующей компании. На сегодняшний день стоимость 1 кВт·ч составляет 3,25 руб/кВт·ч;

$\Delta W_{ЛЭП}^{\Sigma}$, $\Delta W_{ТР}^{\Sigma}$ - соответственно годовые потери энергии в линиях и трансформаторах.

Суммарные годовые потери электроэнергии по [11, §10.4] в трансформаторах определяются формулой:

$$\Delta W_T = \Delta P_X \cdot 8760 + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{П/СТ}}{S_{НОМ.ТР}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (1.27)$$

где τ - время потерь (час), определяющееся как:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (1.28)$$

Потери электрической энергии в линиях электропередач определяются как

$$\Delta W_{ЛЭП} = \left(\frac{S_{ЛЭП}}{U_{НОМ}} \right)^2 \cdot r_{ЛЭП} \cdot \tau, \quad (1.29)$$

где $r_{ЛЭП} = r_0 \cdot l$, l - длина линии электропередачи.

Суммарные эксплуатационные расходы рассчитываются по формуле:

$$И_{экспл} = И_{АРО} + И_{\Delta W} \quad (1.30)$$

Определим издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание для обоих вариантов по формуле (2.24):

$$\dot{E}_{\text{АВТ}}(1) = \hat{E}_1 \cdot \alpha = 27,86 \cdot 0,028 \cdot 10^8 = 7,8 \cdot 10^7 \text{ руб/год}.$$

$$\dot{E}_{\text{АВТ}}(2) = \hat{E}_2 \cdot \alpha = 25,06 \cdot 0,028 \cdot 10^8 = 7,02 \cdot 10^7 \text{ руб/год}.$$

Рассчитаем суммарные годовые потери электроэнергии в трансформаторах по выражениям (2.27), (2.28):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4900}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3302,49 \div$$

$$\Delta W_{TP1} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{19,80}{25}\right)^2 \cdot 3302,49 = 485,1 \text{ кВт} \cdot \div;$$

$$\Delta W_{TP3} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{18,768}{25}\right)^2 \cdot 3302,49 = 459,9 \text{ кВт} \cdot \div;$$

$$\Delta W_{TP4} = 0,027 \cdot 8760 + 0,12 \cdot \left(\frac{25,021}{25}\right)^2 \cdot 3302,49 = 633,5 \text{ кВт} \cdot \div;$$

$$\Delta W_{TP5} = 0,019 \cdot 8760 + 0,085 \cdot \left(\frac{16,59}{16}\right)^2 \cdot 3302,49 = 290,06 \text{ кВт} \cdot \div;$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\Sigma} = 2 \cdot (485,1 + 459,9 + 633,5 + 290,06) = 3737,12 \text{ кВт} \cdot \div,$$

Определим потери электрической энергии в линиях электропередач для первого варианта схемы сети по выражению (2.29).

$$\Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-1} = 2 \cdot \left(\frac{S_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-1}}{U_{HOM}}\right)^2 \cdot r_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-1} \cdot \tau = 2 \cdot \left(\frac{9,9}{110}\right)^2 \cdot 0,244 \cdot 33 \cdot 3302,49 =$$

$$= 430,79 \text{ кВт} \cdot \div;$$

$$\Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-5} = 2 \cdot \left(\frac{S_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-5}}{U_{HOM}}\right)^2 \cdot r_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-5} \cdot \tau = 2 \cdot \left(\frac{8,295}{110}\right)^2 \cdot 0,244 \cdot 50,6 \cdot 3302,49 =$$

$$= 463,72 \text{ кВт} \cdot \div;$$

$$\Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-3} = \left(\frac{S_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-3}}{U_{HOM}}\right)^2 \cdot r_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-3} \cdot \tau = \left(\frac{16,73}{110}\right)^2 \cdot 0,244 \cdot 44 \cdot 3302,49 =$$

$$= 820,14 \text{ кВт} \cdot \div;$$

$$\Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-4} = \left(\frac{S_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-4}}{U_{HOM}}\right)^2 \cdot r_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, \tilde{A}-4} \cdot \tau = \left(\frac{27,05}{110}\right)^2 \cdot 0,204 \cdot 25,3 \cdot 3302,49 =$$

$$= 1030,72 \text{ кВт} \cdot \div;$$

$$\Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, 3-4} = \left(\frac{S_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, 3-4}}{U_{HOM}}\right)^2 \cdot r_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I}, 3-4} \cdot \tau = \left(\frac{2,029}{110}\right)^2 \cdot 0,244 \cdot 25,3 \cdot 3302,49 =$$

$$= 6,94 \text{ кВт} \cdot \div;$$

Суммарные потери в линиях для первого варианта:

$$\Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},1} = 2752,31 \hat{A} \hat{0} \cdot \div;$$

Определим потери электрической энергии в линиях электропередач для второго варианта схемы сети.

$$\begin{aligned} \Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},A-1} &= 2 \cdot \left(\frac{S_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},A-1}}{U_{HOM}} \right)^2 \cdot r_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},A-1} \cdot \tau = 2 \cdot \left(\frac{9,9}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 33 \cdot 3302,49 = \\ &= 432,78 \hat{A} \hat{0} \cdot \div; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},A-5} &= 2 \cdot \left(\frac{S_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},A-5}}{U_{HOM}} \right)^2 \cdot r_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},A-2'} \cdot \tau = 2 \cdot \left(\frac{8,295}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 50,6 \cdot 3302,49 = \\ &= 463,78 \hat{A} \hat{0} \cdot \div; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},A-4'} &= 2 \cdot \left(\frac{S_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},A-4'}}{U_{HOM}} \right)^2 \cdot r_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},A-4'} \cdot \tau = 2 \cdot \left(\frac{21,9}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 22 \cdot 3302,49 = \\ &= 1405,4 \hat{A} \hat{0} \cdot \div; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},4-4'} &= 2 \cdot \left(\frac{S_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},4-4'}}{U_{HOM}} \right)^2 \cdot r_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},4-4'} \cdot \tau = 2 \cdot \left(\frac{15,51}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 11 \cdot 3302,49 = \\ &= 229,288 \hat{A} \hat{0} \cdot \div; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},4-3'} &= 2 \cdot \left(\frac{S_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},4-3'}}{U_{HOM}} \right)^2 \cdot r_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},4-3'} \cdot \tau = 2 \cdot \left(\frac{9,384}{110} \right)^2 \cdot 0,244 \cdot 22 \cdot 3302,49 = \\ &= 258,032 \hat{A} \hat{0} \cdot \div; \end{aligned}$$

Суммарные потери в линиях для второго варианта:

$$\Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},2} = 2789,28 \hat{A} \hat{0} \cdot \div;$$

Суммарные годовые потери энергии:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\Delta W}^1 &= \dot{0} \cdot (\Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},1}^{\Sigma} + \Delta W_{\text{об}}^{\Sigma}) = 3,25 \cdot 10^3 \cdot (2752,31 \cdot 10^3 + 3737,12 \cdot 10^3) = \\ &= 2,109 \cdot 10^7 \text{ дж} / \text{а}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\Delta W}^2 &= \dot{0} (\Delta W_{\tilde{E}\tilde{Y}\tilde{I},2}^{\Sigma} + \Delta W_{\text{об}}^{\Sigma}) = 3,25 \cdot 10^3 \cdot (2789,28 \cdot 10^3 + 3737,12 \cdot 10^3) = \\ &= 2,121 \cdot 10^7 \text{ дж} / \text{а}. \end{aligned}$$

Определим суммарные эксплуатационные расходы для обоих вариантов по формуле (2.30):

$$\dot{E}_{\dot{y}\dot{e}\dot{n}\dot{i}\dot{e}}^1 = \dot{E}_{\dot{A}\dot{E}\dot{f}} + \dot{E}_{\Delta W} = 7,8 \cdot 10^7 + 2,109 \cdot 10^7 = 9,909 \cdot 10^7 \text{ ђ́́́ / } \tilde{a}\ddot{a},$$

$$\dot{E}_{\dot{y}\dot{e}\dot{n}\dot{i}\dot{e}}^2 = \dot{E}_{\dot{A}\dot{E}\dot{f}} + \dot{E}_{\Delta W} = 7,02 \cdot 10^7 + 2,121 \cdot 10^7 = 9,141 \cdot 10^7 \text{ ђ́́́ / } \tilde{a}\ddot{a}.$$

Объём реализованной продукции.

$$Q_P = T_{MAX} \cdot \Sigma P \cdot 3,25 = 4900 \cdot (19 + 18 + 24 + 16) \cdot 3,25 \cdot 10^3 = 1,226 \cdot 10^9 \text{ ђ́́́}.$$

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

$$\ddot{I}_1 = 1,226 \cdot 10^9 - 0,09909 \cdot 10^9 = 1,12691 \cdot 10^9 \text{ ђ́́́ / } \tilde{a}\ddot{a},$$

$$\ddot{I}_2 = 1,226 \cdot 10^9 - 0,09141 \cdot 10^9 = 1,13459 \cdot 10^9 \text{ ђ́́́ / } \tilde{a}\ddot{a},$$

Налог на прибыль принимаем 20% на 2017 г.:

$$\acute{I}_1 = 0,2 \cdot \ddot{I}_1 = 0,2 \cdot 1,12691 \cdot 10^9 = 0,225382 \cdot 10^9 \text{ ђ́́́ / } \tilde{a}\ddot{a},$$

$$\acute{I}_2 = 0,2 \cdot \ddot{I}_2 = 0,2 \cdot 1,13459 \cdot 10^9 = 0,226918 \cdot 10^9 \text{ ђ́́́ / } \tilde{a}\ddot{a},$$

Рентабельности сети вычисляем по формуле

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

$$D_1 = \frac{1,226 \cdot 10^9 - 0,09909 \cdot 10^9 - 0,225382 \cdot 10^9}{2,786 \cdot 10^9} = 0,33795;$$

$$D_2 = \frac{1,226 \cdot 10^9 - 0,09141 \cdot 10^9 - 0,226918 \cdot 10^9}{2,506 \cdot 10^9} = 0,3622.$$

Т.е. рентабельность второго варианта выше, чем у первого.

Определим срок окупаемости по формуле $T_{OK} = \frac{K}{\Pi + I_{\text{эспл}}}$:

$$\dot{O}_{\dot{I}\dot{E}1} = \frac{\hat{E}_1}{\ddot{I}_1 + \dot{E}_{\dot{y}\dot{e}\dot{n}\dot{i}\dot{e}1}} = \frac{2,786 \cdot 10^9}{1,12691 \cdot 10^9 + 0,09909 \cdot 10^9} \approx 2,27 \tilde{a}\ddot{a},$$

$$\dot{O}_{\dot{I}\dot{E}2} = \frac{\hat{E}_2}{\ddot{I}_2 + \dot{E}_{\dot{y}\dot{e}\dot{n}\dot{i}\dot{e}2}} = \frac{2,506 \cdot 10^9}{1,13459 \cdot 10^9 + 0,09141 \cdot 10^9} \approx 2,044 \tilde{a}\ddot{a}.$$

Так как в качестве критерия сравнения была взята стоимость по капиталовложению, то определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, приходим к выводу, что второй вариант выгодней. Поэтому, для дальнейших расчетов выбираем вариант №2.

2. Расчет режимов проектируемой сети

Задачей данного раздела является уточненное определение потоков мощности по линиям выбранного варианта электрической сети и напряжений на шинах ВН и НН подстанций в основных нормальном и послеаварийном режимах работы, с учетом потерь мощности и падений напряжения в элементах сети. Исходными данными для выполнения расчетов являются заданные рабочие напряжения на шинах источника питания, расчетные (узловые) мощности нагрузок ПС за вычетом мощности компенсирующих устройств (т.е. мощности нагрузок, которые будут браться от системы), параметры схем замещения элементов электрической сети.

2.1 Максимальный режим

Целью расчета максимального режима сети обычно является проверка выполнения технических условий, то есть соответствие токов в отдельных элементах и напряжений в узлах сети допустимыми значениями.

2.1.1 Определение расчетной нагрузки ПС и расчет потерь в трансформаторах

Определим расчетные нагрузки ПС и произведем расчет потерь в трансформаторах. Расчетная нагрузка ПС определяется по формуле:

Расчетная нагрузка ПС определяется по формуле:

$$S_{расч,i} = S_{н,i} + \Delta S_i - j(Q_c^H + Q_c^K), \quad (2.1)$$

где $S_{н,i}$ - нагрузка i -ой ПС с учетом компенсации реактивной мощности;

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

Q_c^H, Q_c^K - генерируемые реактивные мощности линий, подходящих к узлу.

Емкостные мощности линий Q_c^H, Q_c^K определяются по номинальным напряжениям [9]:

$$Q_c^H = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_l, \quad (2.2)$$

$$Q_c^K = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_l, \quad (2.3)$$

где b_l - емкостная проводимость линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость определяется следующим образом:

$$b_l = b_0 L_l, \quad (2.4)$$

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

L_l - длина линии, км.

$$\Delta P_i = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K S_i^2}{S_{T,ном}^2}, \quad (2.5)$$

$$\Delta Q_i = \frac{I_{X\%} S_{ном}}{100} + \frac{u_{K\%} S_i^2}{100 S_{T,ном}}, \quad (2.6)$$

S_i - реальная нагрузка одного трансформатора i -ой ПС;

$\Delta P_X, S_{T,ном}, I_{X\%}, u_{K\%}$ - паспортные данные соответствующего трансформатора.

Потери полной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta S_i = \Delta P_i + j\Delta Q_i, \quad (2.7)$$

Определим потери мощности в каждом трансформаторе, согласно выражениям (3.5), (3.6), (3.7):

Для ПС № 1 ($2 \times TPDH - 25000/110$):

$$\Delta P_1 = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_1^2}{S_{0, \text{нн}}^2} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{19,8}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,0458 \text{ Вт},$$

$$\Delta Q_1 = \frac{I_{X\%} \cdot S_{0, \text{нн}}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_1^2}{100 \cdot S_{0, \text{нн}}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{19,8}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,59 \text{ ВАр}$$

$$\Delta S_1 = 0,0458 + j0,59 \text{ Вт} \cdot \text{ВАр}.$$

Определим расчетную нагрузку для каждого трансформатора ПС № 1:

$$S_{\text{расч},1} = \frac{S_{n,1}}{2} + \Delta S_1 - jQ_{c,A-1}^K = \frac{S_{n,1}}{2} + \Delta S_1 - j\frac{1}{2}U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{A-1},$$

$$S_{\text{расч},1} = \frac{19 + j5,56}{2} + 0,046 + j0,59 - j\frac{1}{2}110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 33 = 9,546 + j2,31 \text{ Вт} \cdot \text{ВАр}.$$

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

$$\Delta P_3 = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_3^2}{S_{0, \text{нн}}^2} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{18,768}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,044 \text{ Вт},$$

$$\Delta Q_3 = \frac{I_{X\%} \cdot S_{0, \text{нн}}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_3^2}{100 \cdot S_{0, \text{нн}}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{18,768}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,545 \text{ ВАр}$$

$$\Delta S_3 = 0,044 + j0,545 \text{ Вт} \cdot \text{ВАр}.$$

Определим расчетную нагрузку для каждого трансформатора ПС № 3:

$$S_{\partial\partial\tilde{n}^{\pm},3} = \frac{S_{i,3}}{2} + \Delta S_3 - jQ_{\tilde{n},4'-3}^{\hat{e}} = \frac{S_{i,3}}{2} + \Delta S_3 - j\frac{1}{2}U_{i\hat{i}\hat{i}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{4'-3},$$

$$S_{\partial\partial\tilde{n}^{\pm},3} = \frac{18 + j5,315}{2} + 0,044 + j0,545 - j\frac{1}{2}110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 22 =$$

$$= 9,044 + j1,79\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}$$

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

$$\Delta P_4 = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_4^2}{S_{\hat{O},i\hat{i}\hat{i}}^2} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{25,021}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,057\hat{I} \hat{A} \hat{O},$$

$$\Delta Q_4 = \frac{I_{X\%} \cdot S_{\hat{O},i\hat{i}\hat{i}}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_4^2}{100 \cdot S_{\hat{O},i\hat{i}\hat{i}}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{25,021}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} =$$

$$= 0,832\hat{I} \hat{a} \hat{O}$$

$$\Delta S_4 = 0,057 + j0,832\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}.$$

Определим расчетную нагрузку для каждого трансформатора ПС № 4:

$$S_{\partial\partial\tilde{n}^{\pm},4} = \frac{S_{i,4}}{2} + \Delta S_4 - jQ_{\tilde{n},4'-4}^{\hat{e}} = \frac{S_{i,4}}{2} + \Delta S_4 - j\frac{1}{2}U_{i\hat{i}\hat{i}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{4'-4},$$

$$S_{\partial\partial\tilde{n}^{\pm},4} = \frac{24 + j7,074}{2} + 0,057 + j0,832 - j\frac{1}{2}110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 11 =$$

$$= 12,057 + j4,015\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}$$

Для ПС № 5 ($2 \times TДН - 16000/110$):

$$\Delta P_5 = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_5^2}{S_{\hat{O},i\hat{i}\hat{i}}^2} = 19 \cdot 10^3 + \frac{85 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{16,59}{2} \cdot 10^6\right)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 0,041\hat{I} \hat{A} \hat{O},$$

$$\Delta Q_5 = \frac{I_{X\%} \cdot S_{\hat{O},i\hat{i}\hat{i}}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_5^2}{100 \cdot S_{\hat{O},i\hat{i}\hat{i}}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot \left(\frac{16,59}{2} \cdot 10^6\right)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} =$$

$$= 0,564\hat{I} \hat{a} \hat{O}$$

$$\Delta S_5 = 0,041 + j0,564\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}.$$

Определим расчетную нагрузку для каждого трансформатора ПС № 5:

$$S_{\partial\partial\tilde{n}^{\pm},5} = \frac{S_{i,5}}{2} + \Delta S_5 - jQ_{\tilde{n},A-5}^{\hat{e}} = \frac{S_{i,5}}{2} + \Delta S_5 - j\frac{1}{2}U_{i\hat{i}\hat{i}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{A-5},$$

$$S_{\partial \partial \tilde{n} \div, 5} = \frac{16 + j4,384}{2} + 0,041 + j0,564 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 50,6 =$$

$$= 8,041 + j1,127 \hat{A} \cdot \hat{A}$$

2.1.2 Расчет потоков мощностей с учетом потерь в линии

Расчет потоков мощностей выполняется с учетом потерь мощности в линиях и проводится в направлении от конца всех лучей радиальных или радиально-магистральных участков схемы к их началу. Потери мощности определяются по номинальному напряжению сети. Сначала вычисляются потери мощности на концевом участке с использованием расчетной мощности в данном узле, номинального напряжения и сопротивлений линий. Затем находится мощность в начале этого участка. Далее по балансу мощности в предыдущем узле, если он есть, определяется мощность в конце него.

Полные сопротивления линий $Z_{л}$, Ом определяют по выражению:

$$z_{\tilde{e}} = (r_0 + jx_0) \cdot L_{\tilde{e}} \cdot 0,5,$$

(2.8).

Потери мощности в линиях определяются по выражению:

$$\Delta S_{Z, l} = \frac{P_{\tilde{l}}^{\kappa} + Q_{\tilde{l}}^{\kappa}}{U_{ном}^2} \cdot z_{\tilde{l}}$$

(2.9).

При определении мощности от источника питания необходимо учесть зарядную мощность в начале первого участка, которая должна определяться по заданному напряжению в точке питания.

Проведем расчет двухцепных линий. Расчет будем проводить для каждой цепи двухцепных линий. Рассмотрим линию А – 1. Найдем полное сопротивление в линии для первой цепи участка А – 1:

$$z_{A-1} = (0,244 \cdot 33 + j0,427 \cdot 33) \cdot 0,5 = 4,026 + j7,05 \hat{I} \hat{I}$$

Определим потоки мощности в первой цепи линии А- 1:

$$S_{\hat{A}-1}^{\hat{e}} = S_{\hat{A}-1}^{\partial\hat{a}\hat{n}\hat{z}} = 9,546 + j2,31\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A},$$

$$\Delta S_{z,\hat{A}-1} = \frac{P_{\hat{A}-1}^{\hat{e}} + Q_{\hat{A}-1}^{\hat{e}}}{U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}^2} \cdot z_{\hat{A}-1} = \frac{9,546^2 + 2,31^2}{110^2} \cdot 4,026 + j7,05 =$$

$$= 0,032 + j0,056\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}$$

$$jQ_{c,\hat{A}-1}^{\hat{i}} = j \frac{1}{2} U_{\hat{i} \hat{a} \hat{n} \hat{i}}^2 \cdot b_{0,\hat{A}-1} \cdot L_{\hat{A}-1} = j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 33 = j1,06\hat{I} \hat{a} \hat{a} \hat{\partial},$$

$$S_{\hat{A}-1}^{\hat{i}} = S_{\hat{A}-1}^{\hat{e}} + \Delta S_{z,\hat{A}-1} - jQ_{c,\hat{A}-1}^{\hat{i}} = 9,546 + j2,31 + 0,032 + j0,056 - j1,062 =$$

$$= 9,58 + j1,30\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A};$$

Рассмотрим линию А - 5. Найдем полное сопротивление в линии для первой цепи участка А - 5:

$$z_{\hat{A}-5} = (0,244 \cdot 50,6 + j0,427 \cdot 50,6) \cdot 0,5 = 6,17 + j10,80\hat{I} \hat{i} .$$

Определим потоки мощности в первой цепи линии А - 5:

$$S_{\hat{A}-5}^{\hat{e}} = S_{\hat{A}-5}^{\partial\hat{a}\hat{n}\hat{z}} = 8,041 + j1,127\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A},$$

$$\Delta S_{z,\hat{A}-5} = \frac{P_{\hat{A}-5}^{\hat{e}} + Q_{\hat{A}-5}^{\hat{e}}}{U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}^2} \cdot z_{\hat{A}-5} = \frac{8,041^2 + 1,127^2}{110^2} \cdot (6,17 + j10,80) =$$

$$= 0,034 + j0,06\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}$$

$$jQ_{c,\hat{A}-5}^{\hat{i}} = j \frac{1}{2} U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}^2 \cdot b_{0,\hat{A}-5} \cdot L_{\hat{A}-5} = j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 50,6 =$$

$$= j1,628\hat{I} \hat{a} \hat{a} \hat{\partial},$$

$$S_{\hat{A}-5}^{\hat{i}} = S_{\hat{A}-5}^{\hat{e}} + \Delta S_{z,\hat{A}-5} - jQ_{c,\hat{A}-5}^{\hat{i}} = 8,041 + j1,127 + 0,034 + j0,06 - j1,628 =$$

$$= 8,075 - j0,44\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A};$$

Рассмотрим линию 4'-4. Найдем полное сопротивление в линии для первой цепи участка 4'-4:

$$z_{4'-4} = (0,244 \cdot 11 + j0,427 \cdot 11) \cdot 0,5 = 1,342 + j2,35\hat{I} \hat{i} .$$

Определим потоки мощности в первой цепи линии 4'-4:

$$S_{4'-4}^{\hat{e}} = S_{4'-4}^{\partial\hat{a}\hat{n}\hat{z}} = 12,057 + j4,015\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A},$$

$$\Delta S_{z,4'-4} = \frac{P_{4'-4}^{\hat{e}} + Q_{4'-4}^{\hat{e}}}{U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}^2} \cdot z_{4'-4} = \frac{12,057^2 + 4,015^2}{110^2} \cdot (1,342 + j2,35) =$$

$$= 0,018 + j0,031\hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}.$$

$$jQ_{c,4'-4}^i = j \frac{1}{2} U_{\hat{i}\hat{i}}^2 \cdot b_{0,4'-4} \cdot L_{4'-4} = j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 11 = j0,354 \hat{I} \hat{A},$$

$$S_{4'-4}^i = S_{4'-4}^e + \Delta S_{z,4'-4} - jQ_{c,4'-4}^i = 12,057 + j4,015 + 0,018 + j0,031 - j0,354 = \\ = 12,075 + j3,70 \hat{I} \hat{A};$$

Рассмотрим линию 4'-3. Найдем полное сопротивление в линии для первой цепи участка 4'-3:

$$z_{4'-3} = (0,244 \cdot 22 + j0,427 \cdot 22) \cdot 0,5 = 2,7 + j4,7 \hat{I} \hat{\Omega}.$$

Определим потоки мощности в первой цепи линии 4'-3:

$$S_{4'-3}^e = S_{4'-3}^{\partial \hat{a} \hat{n} \hat{z}} = 9,044 + j1,79 \hat{I} \hat{A},$$

$$\Delta S_{z,4'-3} = \frac{P_{4'-3}^e + Q_{4'-3}^e}{U_{\hat{i}\hat{i}}^2} \cdot z_{4'-3} = \frac{9,044^2 + 1,79^2}{110^2} \cdot (2,7 + j4,7) = 0,019 + j0,033 \hat{I} \hat{A}.$$

$$jQ_{c,4'-3}^i = j \frac{1}{2} U_{\hat{i}\hat{i}}^2 \cdot b_{0,4'-3} \cdot L_{4'-3} = j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 22 = j0,708 \hat{I} \hat{A},$$

$$S_{4'-3}^i = S_{4'-3}^e + \Delta S_{z,4'-3} - jQ_{c,4'-3}^i = 9,044 + j1,79 + 0,019 + j0,033 - j0,708 = \\ = 9,063 + j1,115 \hat{I} \hat{A};$$

Рассмотрим линию А-4'. Найдем полное сопротивление в линии для первой цепи участка А-4':

$$z_{\hat{A}-4'} = (0,244 \cdot 22 + j0,427 \cdot 22) \cdot 0,5 = 2,7 + j4,7 \hat{I} \hat{\Omega}.$$

Зарядная мощность по концам первой цепи участка А-2':

$$jQ_{c,\hat{A}-4'}^i = j \frac{1}{2} U_{\hat{i}\hat{i}}^2 \cdot b_{0,\hat{A}-4'} \cdot L_{\hat{A}-4'} = j \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 22 = j0,708 \hat{I} \hat{A},$$

Определим потоки мощности в первой цепи линии А-2', МВА:

$$S_{\hat{A}-4'}^e = S_{4'-4}^i + S_{4'-3}^i - jQ_{c,\hat{A}-4'}^i;$$

$$S_{\hat{A}-4'}^e = 12,075 + j3,70 + 9,063 + j1,115 - j0,708 = 21,138 + j4,117 \hat{I} \hat{A};$$

$$\Delta S_{z,\hat{A}-4'} = \frac{P_{\hat{A}-4'}^e + Q_{\hat{A}-4'}^e}{U_{\hat{i}\hat{i}}^2} \cdot z_{\hat{A}-4'} = \frac{21,138^2 + 4,117^2}{110^2} \cdot (2,7 + j4,7) = \\ = 0,103 + j0,108 \hat{I} \hat{A}.$$

$$S_{\hat{A}-4'}^i = S_{\hat{A}-4'}^e + \Delta S_{z,\hat{A}-4'} - jQ_{c,\hat{A}-4'}^i = 21,138 + j4,117 + 0,103 + j0,180 - j0,708 = \\ = 21,241 + j3,59 \hat{I} \hat{A}.$$

2.1.3 Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН)

Расчет ведется в направлении от начала (от источника питания) к концам всех лучей радиальных или радиально-магистральных участков

схемы по выражению:

$$U_{B,i} = U_{\max} - \frac{P_{\text{л}}^H \cdot r_{\text{л}} + Q_{\text{л}}^H \cdot x_{\text{л}}}{U_{\max}} - j \frac{P_{\text{л}}^H \cdot x_{\text{л}} - Q_{\text{л}}^H \cdot r_{\text{л}}}{U_{\max}}, \quad (2.10)$$

Исходными данными при этом служат заданное напряжение в точке питания и найденные в предыдущем разделе мощности в начале каждого участка.

Для электрических сетей напряжением 110 кВ и ниже допускается ограничиваться только продольной составляющей падения напряжения, так как поперечная составляющая очень мала.

Для ПС № 1:

$$U_{\hat{A},1} = U_{\hat{A},i \text{ à } \hat{n}} - \frac{P_{\hat{A}-1}^i \cdot \frac{r_{\hat{e},\hat{A}-1}}{2} + Q_{\hat{A}-1}^i \cdot \frac{x_{\hat{e},\hat{A}-1}}{2}}{U_{\hat{A},i \text{ à } \hat{n}}} = 115,5 - \frac{9,586 \cdot \frac{0,244 \cdot 33}{2} + 1,30 \cdot \frac{0,427 \cdot 33}{2}}{115,5} = 114,674 \text{ кВ}.$$

Для ПС № 5:

$$U_{\hat{A},5} = U_{\hat{A},i \text{ à } \hat{n}} - \frac{P_{\hat{A}-5}^i \cdot \frac{r_{\hat{e},\hat{A}-5}}{2} + Q_{\hat{A}-5}^i \cdot \frac{x_{\hat{e},\hat{A}-5}}{2}}{U_{\hat{A},i \text{ à } \hat{n}}} = 115,5 - \frac{8,075 \cdot \frac{0,244 \cdot 50,6}{2} + (-0,44) \cdot \frac{0,427 \cdot 50,6}{2}}{115,5} = 114,72 \text{ кВ}.$$

Для ПС № 4:

$$U_{\hat{A},4'} = U_{\hat{A},i \hat{a} \hat{e} \hat{n}} - \frac{P_{\hat{A}-4'}^i \cdot \frac{r_{\hat{e},\hat{A}-4'}}{2} + Q_{\hat{A}-4'}^i \cdot \frac{x_{\hat{e},\hat{A}-4'}}{2}}{U_{\hat{A},i \hat{a} \hat{e} \hat{n}}} = 115,5 - \frac{21,241 \cdot \frac{0,244 \cdot 22}{2} + 3,59 \cdot \frac{0,427 \cdot 22}{2}}{115,5} =$$

$$= 114,221 \hat{A}.$$

Для ПС № 3:

$$U_{\hat{A},3} = U_{B,4'} - \frac{P_{4'-3}^i \cdot \frac{r_{\hat{e},4'-3}}{2} + Q_{4'-3}^i \cdot \frac{x_{\hat{e},4'-3}}{2}}{U_{B,4'}} = 114,221 - \frac{9,063 \cdot \frac{0,244 \cdot 22}{2} + 1,115 \cdot \frac{0,427 \cdot 22}{2}}{114,221} =$$

$$U_{\hat{A},4} = U_{B,4'} - \frac{P_{4'-4}^i \cdot \frac{r_{\hat{e},4'-4}}{2} + Q_{4'-4}^i \cdot \frac{x_{\hat{e},4'-4}}{2}}{U_{B,4'}} = 114,221 - \frac{12,075 \cdot \frac{0,244 \cdot 22}{2} + 3,70 \cdot \frac{0,427 \cdot 22}{2}}{114,221} =$$

$$= 113,79 \hat{A}.$$

2.1.4 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:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - P_H \cdot R_T - Q_H \cdot X_T}, \quad (2.11)$$

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

R_T, X_T - активное и реактивное сопротивление трансформаторов, определенные по формулам (3.12), (3.13).

$$R_{TB} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном,ВН}^2}{S_{T,ном}^2}; \quad (2.12)$$

$$X_{TB} = \frac{u_K \cdot U_{ном}^2}{100 S_{T,ном}}, \quad (2.13)$$

На подстанциях 1, 2, 4, 5 установлены трансформаторы с расщепленными обмотками, поэтому U'_H определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - \left[\left(P_H \cdot R_{TB} + \frac{P_H}{2} \cdot R_{TH} \right) + \left(Q_H \cdot X_{TB} + \frac{Q_H}{2} \cdot X_{TH} \right) \right]}, \quad (2.14)$$

где

$$P_H = \frac{P_i}{2} + \Delta P_T - \Delta P_{XX}; \quad (2.15)$$

$$Q_H = \frac{Q_i}{2} + \Delta Q_T - \Delta Q_{XX}; \quad (2.16)$$

$$R_{TB} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном, BH}^2}{2 \cdot S_{T,ном}^2}; \quad (2.17)$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2R_{TB}; \quad (2.18)$$

$$X_{TB} = \frac{u_K \cdot U_{ном}^2}{100 S_{ном}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4} \right), \quad (2.19)$$

где коэффициент расщепления

$$K_p = 4 \cdot \left(\frac{u_{K, BH-HH1}}{u_{K, BH-HH}} - 1 \right), \quad (2.20)$$

В соответствии с ГОСТ 12965-85 для трансформаторов ТРДН с номинальной мощностью 25, 40, 63 МВА коэффициент расщепления равен

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

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{u_K \cdot U_{ном}^2}{100 S_{T,ном}} \cdot \frac{K_p}{2},$$

(2.21)

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

$$n_{отв}^{жел} = \left(\frac{U'_H \cdot U_{HH}}{U_{H,жел} \cdot U_{BH}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}} \quad (2.22)$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определяется по формуле:

$$U_H = \frac{U'_H \cdot U_{HH}}{U_{BH} \cdot \left(1 + n_{отв} \cdot \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)}, \quad (2.23)$$

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

$$\delta U = \frac{U_H - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (2.24)$$

Используя выше приведенные формулы, произведем соответствующие расчеты для всех подстанций. Результаты расчетов представим в таблице 3.1.

Найдем сопротивления трансформатора ТРДН – 25000/110:

$$R_{TB} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{110, \hat{A}}^2}{2 \cdot S_{0,110}^2} = \frac{0,12 \cdot 115^2}{2 \cdot 25^2} = 1,27 \hat{\Omega};$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2R_{TB} = 2 \cdot 1,27 = 2,54 \hat{\Omega};$$

$$X_{TB} = \frac{u_K \cdot U_{110}^2}{100 S_{0,110}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = 5,27 \hat{\Omega};$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{u_K \cdot U_{\text{нн}}^2}{100 S_{\text{нн}}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} \cdot \frac{3,62}{2} = 100,5 \text{ } \Omega ;$$

Найдем сопротивление трансформатора $ТДН - 16000 / 110$:

$$R_{TB} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ном},BH}^2}{S_{T,\text{ном}}^2} = \frac{0,085 \cdot 115^2}{16^2} = 4,39 \text{ } \Omega ;$$

$$X_{TB} = \frac{u_K \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 S_{T,\text{ном}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86,8 \text{ } \Omega ;$$

Для ПС № 1 ($ТРДН - 25000 / 110$):

$$P_{H,1} = \frac{P_1}{2} + \Delta P_T - \Delta P_{XX} = \frac{19}{2} + 0,0458 - 0,027 = 9,51 \text{ } \text{МВт} ;$$

$$Q_{H,1} = \frac{Q_1}{2} + \Delta Q_T - \Delta Q_{XX} = \frac{5,567}{2} + 0,59 - 0,175 = 3,2 \text{ } \text{Мвар} ;$$

$$\begin{aligned} U'_{H,1} &= \frac{U_{B,1}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B,1}^2}{4} - \left[\left(P_{H,1} \cdot R_{TB} + \frac{P_{H,1}}{2} \cdot R_{TH} \right) + \left(Q_{H,1} \cdot X_{TB} + \frac{Q_{H,1}}{2} \cdot X_{TH} \right) \right]} = \\ &= \frac{114,674}{2} + \sqrt{\frac{114,674^2}{4} - \left[\left(9,51 \cdot 1,27 + \frac{9,51}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(3,2 \cdot 5,27 + \frac{3,2}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} = \\ &= 112,86 \text{ } \text{кВ}; \end{aligned}$$

Ответвление регулируемой части обмотки РПН:

$$n_{\text{нн}}^{\text{нн}} = \left(\frac{112,86 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -1,04 , \text{ округляем } n_{\text{нн}}^{\text{нн}} = -1.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,1} = \frac{112,86 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-1) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,49 \text{ } \text{кВ}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах НН от номинального напряжения:

$$\delta U_1 = \frac{10,49 - 10}{10} \cdot 100\% = 4,9\%$$

Для ПС № 3 (ТРДН – 25000/110):

$$P_{H,3} = \frac{P_3}{2} + \Delta P_T - \Delta P_{XX} = \frac{18}{2} + 0,044 - 0,027 = 9,017 \text{ Вт} ;$$

$$Q_{H,3} = \frac{Q_3}{2} + \Delta Q_T - \Delta Q_{XX} = \frac{5,315}{2} + 0,545 - 0,175 = 3,185 \text{ Вт} ;$$

$$\begin{aligned} U'_{H,3} &= \frac{U_{B,3}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B,3}^2}{4} - \left[\left(P_{H,3} \cdot R_{TB} + \frac{P_{H,3}}{2} \cdot R_{TH} \right) + \left(Q_{H,3} \cdot X_{TB} + \frac{Q_{H,3}}{2} \cdot X_{TH} \right) \right]} = \\ &= \frac{113,703}{2} + \sqrt{\frac{113,703^2}{4} - \left[\left(9,017 \cdot 1,27 + \frac{9,017}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(3,185 \cdot 5,27 + \frac{3,185}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} = \\ &= 111,91 \text{ В}; \end{aligned}$$

Ответвление регулируемой части обмотки РПН:

$$n_{\dot{a},3}^{\ddot{a}} = \left(\frac{111,91 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -1,51, \text{ округляем } n_{\dot{a}} = -2.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,3} = \frac{111,91 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-2) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,59 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах НН от номинального напряжения:

$$\delta U_3 = \frac{10,40 - 10}{10} \cdot 100\% = 5,9\%$$

Для ПС № 5 (ТДН – 16000/110):

$$P_{H,5} = \frac{P_5}{2} + \Delta P_T - \Delta P_{XX} = \frac{16}{2} + 0,041 - 0,019 = 8,022 \text{ Вт} ;$$

$$Q_{H,5} = \frac{Q_5}{2} + \Delta Q_T - \Delta Q_{XX} = \frac{4,384}{2} + 0,564 - 0,122 = 2,634 \text{ Вт} ;$$

$$\begin{aligned} U'_{H,5} &= \frac{U_{B,5}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B,5}^2}{4} - P_{H,5} \cdot R_T - Q_{H,5} \cdot X_T} = \frac{114,72}{2} + \sqrt{\frac{114,72^2}{4} - 8,022 \cdot 4,39 - 2,634 \cdot 86,79} = \\ &= 112,37 \end{aligned}$$

Ответвление регулируемой части обмотки РПН:

$$n_{\hat{a}\hat{a},5}^{\alpha\hat{a}\hat{a}} = \left(\frac{112,37 \cdot 11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = 1,32, \text{ округляем } n_{\hat{a}\hat{a}} = 1.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,3} = \frac{112,37 \cdot 11}{115 \cdot \left(1 + 1 \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 9,56 \text{ кВ}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах НН от номинального напряжения:

$$\delta U_2 = \frac{9,56 - 10}{10} \cdot 100\% = -4,4\%$$

Для ПС № 4 (ТРДН – 25000/110):

$$P_{H,4} = \frac{P_4}{2} + \Delta P_T - \Delta P_{XX} = \frac{24}{2} + 0,057 - 0,027 = 12,03 \text{ МВт};$$

$$Q_{H,4} = \frac{Q_4}{2} + \Delta Q_T - \Delta Q_{XX} = \frac{7,074}{2} + 0,832 - 0,175 = 4,352 \text{ Мвар};$$

$$\begin{aligned} U'_{H,4} &= \frac{U_{B,4}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B,4}^2}{4} - \left[\left(P_{H,4} \cdot R_{TB} + \frac{P_{H,4}}{2} \cdot R_{TH} \right) + \left(Q_{H,4} \cdot X_{TB} + \frac{Q_{H,4}}{2} \cdot X_{TH} \right) \right]} = \\ &= \frac{113,79}{2} + \sqrt{\frac{113,79^2}{4} - \left[\left(12,03 \cdot 1,27 + \frac{12,03}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(4,352 \cdot 5,27 + \frac{4,352}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} = \\ &= 111,35 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Ответвление регулируемой части обмотки РПН:

$$n_{\hat{a}\hat{a},4}^{\alpha\hat{a}\hat{a}} = \left(\frac{111,35 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -1,78, \text{ округляем } n_{\hat{a}\hat{a}} = -2.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,4} = \frac{111,35 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 - 2 \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,54 \text{ кВ}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах НН от номинального напряжения:

$$\delta U_4 = \frac{10,54 - 10}{10} \cdot 100\% = 5,4\%$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1.

Расчет ответвлений РПН в максимальном режиме.

№ ПС	$U'_H, \text{кВ}$	$n_{омс}$	$U_H, \text{кВ}$	$\delta U, \%$
1	112,86	-1	10,49	4,9
3	111,91	-2	10,59	5,9
4	111,35	-2	10,54	5,4
5	112,37	+1	9,56	-4,4

2.2 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.

2.2.2 Расчет потоков мощностей с учетом потерь в линиях

Рассмотрим обрыв одной цепи двухцепной линии А - 1. Определим расчетную мощность рабочей линии А-1:

$$\Delta P_{0,1}^{\hat{a}\hat{a}} = \Delta P_x + \frac{\Delta P_K \cdot S_1^2}{S_{0,1}^2} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (19,8 \cdot 10^6)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,11 \hat{A} \hat{A},$$

$$\Delta Q_{0,1}^{\hat{a}\hat{a}} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{0,1}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_1^2}{100 \cdot S_{0,1}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot (19,8 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 1,82 \hat{A} \hat{A},$$

$$\Delta S_{0,1}^{\hat{a}\hat{a}} = 0,1 + j1,82 \hat{A} \cdot \hat{A}.$$

$$S_{\text{расч},1}^{\text{авар}} = S_{н,1} + \Delta S_{T,1}^{\text{ав}} - jQ_{c,A-1}^{\kappa};$$

$$S_{\delta\hat{a}\hat{n}\hat{z},1}^{\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_{A-1}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} = 19 + j5,56 + 0,1 + j1,82 - j1,06 = 19,1 + j6,318 \hat{A} \cdot \hat{A}$$

Определим потоки мощности в линии А - 1:

$$\Delta S_{Z,A-1}^{\hat{a}\hat{a}} = \frac{P_{A-1}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} + Q_{A-1}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}}}{U_{\hat{i}\hat{i}}^2} \cdot Z_{\hat{A}-1} = \frac{19,1^2 + 6,318^2}{110^2} \cdot (8,052 + j14,1) = 0,27 + j0,47 \hat{A} \cdot \hat{A},$$

$$S_{A-1}^{\hat{i},\hat{a}\hat{a}} = S_{A-1}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} + \Delta S_{Z,A-1}^{\hat{a}\hat{a}} - jQ_{c,A-1}^{\hat{i}} = 19,1 + j6,318 + 0,27 + j0,47 - j1,06 = \\ = 19,37 + j5,73 \hat{A} \cdot \hat{A};$$

Рассмотрим обрыв одной цепи двухцепной линии 4'-3. Определим расчетную мощность рабочей линии 4'-3:

$$\Delta P_{\hat{O},3}^{\hat{a}\hat{a}} = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_3^2}{S_{\hat{O},\hat{i}\hat{i}}^2} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (18,768 \cdot 10^6)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,095 \hat{A} \hat{\delta},$$

$$\Delta Q_{\hat{O},3}^{\hat{a}\hat{a}} = \frac{I_{X\%} \cdot S_{\hat{O},\hat{i}\hat{i}}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_3^2}{100 \cdot S_{\hat{O},\hat{i}\hat{i}}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot (18,768 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = \\ = 1,654 \hat{A} \hat{\delta}$$

$$\Delta S_{\hat{O},3}^{\hat{a}\hat{a}} = 0,095 + j1,654 \hat{A} \cdot \hat{A}.$$

$$S_{\delta\hat{a}\hat{n}\hat{z},3}^{\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_{\hat{i},3} + \Delta S_{\hat{O},3}^{\hat{a}\hat{a}} - jQ_{c,4'-3}^{\hat{e}};$$

$$S_{\delta\hat{a}\hat{n}\hat{z},3}^{\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_{4'-3}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} = 18 + j5,315 + 0,095 + j1,654 - j0,708 = 18,095 + j6,261 \hat{A} \cdot \hat{A}$$

Определим потоки мощности в линии 4' - 3:

$$\Delta S_{Z,4'-3}^{\hat{a}\hat{a}} = \frac{P_{4'-3}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} + Q_{4'-3}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}}}{U_{\hat{i}\hat{i}}^2} \cdot Z_{4'-3} = \frac{18,095^2 + 6,261^2}{110^2} \cdot (5,4 + j9,4) =$$

$$= 0,16 + j0,3 \hat{A} \cdot \hat{A}$$

$$S_{4'-3}^{\hat{i},\hat{a}\hat{a}} = S_{4'-3}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} + \Delta S_{Z,4'-3}^{\hat{a}\hat{a}} - jQ_{c,4'-3}^{\hat{i}} = 18,095 + j6,261 + 0,16 + j0,3 - j0,708 = \\ = 18,255 + j5,9 \hat{A} \cdot \hat{A};$$

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

$$\Delta P_{\hat{O},4}^{\hat{a}\hat{a}} = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_4^2}{S_{\hat{O},\hat{i}\hat{i}}^2} = 27 \cdot 10^3 + \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (25,021 \cdot 10^6)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,147 \hat{A} \hat{\delta},$$

$$\Delta Q_{\hat{O},4}^{\hat{a}\hat{a}} = \frac{I_{X\%} \cdot S_{\hat{O},\hat{I}\hat{I}}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_4^2}{100 \cdot S_{\hat{O},\hat{I}\hat{I}}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot (25,021 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} =$$

$$= 2,804 \hat{I} \hat{a} \hat{a} \hat{\delta}$$

$$\Delta S_{\hat{O},4}^{\hat{a}\hat{a}} = 0,147 + j2,804 \hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}.$$

$$S_{\hat{\partial}\hat{a}\hat{n}\hat{z},4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_{\hat{I},4}^{\hat{a}\hat{a}} + \Delta S_{\hat{O},4}^{\hat{a}\hat{a}} - jQ_{c,4'-4}^{\hat{e}};$$

$$S_{\hat{\partial}\hat{a}\hat{n}\hat{z},4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_{4'-4}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} = 24 + j7,074 + 0,147 + j2,804 - j0,354 = 24,147 + j9,5 \hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}.$$

Определим потоки мощности в линии 4' - 4:

$$\Delta S_{Z,4'-4}^{\hat{a}\hat{a}} = \frac{P_{4'-4}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} + Q_{4'-4}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}}}{U_{\hat{I}\hat{I}}^2} \cdot Z_{4'-4} = \frac{24,147^2 + 9,5^2}{110^2} \cdot (2,648 + j4,7) = 0,16 + j0,3 \hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}$$

$$S_{4'-4}^{\hat{I},\hat{a}\hat{a}} = S_{4'-4}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} + \Delta S_{Z,4'-4}^{\hat{a}\hat{a}} - jQ_{c,4'-4}^{\hat{I}} = 24,147 + j9,17 + 0,148 + j0,26 - j0,354 =$$

$$= 24,3 + j9,08 \hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A};$$

Рассмотрим обрыв одной цепи двухцепной линии А-5. Определим расчетную мощность рабочей линии А-5:

$$\Delta P_{\hat{O},5}^{\hat{a}\hat{a}} = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_5^2}{S_{\hat{O},\hat{I}\hat{I}}^2} = 19 \cdot 10^3 + \frac{85 \cdot 10^3 \cdot (16,59 \cdot 10^6)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 0,11 \hat{I} \hat{A} \hat{\delta}$$

$$\Delta Q_{\hat{O},5}^{\hat{a}\hat{a}} = \frac{I_{X\%} \cdot S_{\hat{O},\hat{I}\hat{I}}}{100} + \frac{u_{K\%} \cdot S_5^2}{100 \cdot S_{\hat{O},\hat{I}\hat{I}}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{100} + \frac{10,5 \cdot (16,59)^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} =$$

$$= 1,92 \hat{I} \hat{a} \hat{a} \hat{\delta}$$

$$\Delta S_{\hat{O},5}^{\hat{a}\hat{a}} = 0,11 + j1,92 \hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}$$

$$S_{\hat{\partial}\hat{a}\hat{n}\hat{z},\hat{A}-5}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_{\hat{I},\hat{A}-5}^{\hat{a}\hat{a}} + S_{\hat{I},\hat{A}-5}^{\hat{a}\hat{a}} - jQ_{c,\hat{A}-5}^{\hat{e}};$$

$$S_{\hat{\partial}\hat{a}\hat{n}\hat{z},\hat{A}-5}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = S_{\hat{A}-5}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} = 16 + j4,384 + 0,11 + j1,92 - j1,628 = 16,11 + j4,68 \hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A}.$$

Определим потоки мощности в линии А-5:

$$\Delta S_{Z,\hat{A}-5}^{\hat{a}\hat{a}} = \frac{P_{\hat{A}-5}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} + Q_{\hat{A}-5}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}}}{U_{\hat{I}\hat{I}}^2} \cdot Z_{\hat{A}-5} = \frac{16,11^2 + 4,68^2}{110^2} \cdot (12,34 + j21,6) = 0,29 + j0,5 \hat{I} \hat{A} \cdot \hat{A},$$

$$S_{\hat{A}-5}^{i,\hat{a}\hat{a}} = S_{\hat{A}-5}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} + \Delta S_{z,\hat{A}-5}^{\hat{a}\hat{a}} - jQ_{c,\hat{A}-5}^i = 16,11 + j4,68 + 0,29 + j0,5 - j1,628 = \\ = 16,4 + j3,55 \hat{A} \cdot \hat{A};$$

Рассмотрим обрыв одной цепи двухцепной линии $\hat{A} - 4'$. Определим расчетную мощность рабочей линии $\hat{A}-4'$:

$$S_{\hat{a}\hat{a}\hat{n}\hat{z},4'}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{a}} = S_{i,4-4'}^{\hat{a}\hat{a}} + S_{i,4'-3}^{\hat{a}\hat{a}} - jQ_{c,\hat{A}-4'}^{\hat{e}} \\ S_{\hat{a}\hat{a}\hat{n}\hat{z},4'}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{a}} = S_{\hat{A}-4'}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} = 24,3 + j9,08 + 18,255 + j5,9 - j0,708 = 42,56 + j14,27 \hat{A} \cdot \hat{A}.$$

Определим потоки мощности в линии $\hat{A} - 4'$:

$$\Delta S_{z,\hat{A}-4'}^{\hat{a}\hat{a}} = \frac{P_{\hat{A}-4'}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} + Q_{\hat{A}-4'}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}}}{U_{i\hat{i}\hat{i}}^2} \cdot z_{\hat{A}-4'} = \frac{42,56^2 + 14,27^2}{110^2} \cdot (5,4 + j9,4) = \\ = 0,9 + j1,57 \hat{A} \cdot \hat{A}$$

$$S_{\hat{A}-4'}^{i,\hat{a}\hat{a}} = S_{\hat{A}-4'}^{\hat{e},\hat{a}\hat{a}} + \Delta S_{z,\hat{A}-4'}^{\hat{a}\hat{a}} - jQ_{c,\hat{A}-4'}^i = 42,56 + j14,27 + 0,9 + j1,57 - j0,708 = \\ = 43,46 + j15,13 \hat{A} \cdot \hat{A};$$

2.2.3 Определение значения напряжения в узловых точках (в точках на стороне ВН)

Для ПС № 1:

$$U_{\hat{A},1}^{\hat{a}\hat{a}} = U_{\hat{A},\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{a}} - \frac{P_{\hat{A}-1}^{i,\hat{a}\hat{a}} \cdot r_{\hat{e},\hat{A}-1} + Q_{\hat{A}-1}^{i,\hat{a}\hat{a}} \cdot x_{\hat{e},\hat{A}-1}}{U_{\hat{A},\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{a}}} = 109 - \frac{19,37 \cdot (0,244 \cdot 33) + 5,83 \cdot (0,427 \cdot 33)}{109} = \\ = 108,28 \hat{A}.$$

Для ПС № 5:

$$U_{\hat{A},5}^{\hat{a}\hat{a}} = U_{\hat{A},\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{a}} - \frac{P_{\hat{A}-5}^{i,\hat{a}\hat{a}} \cdot r_{\hat{e},\hat{A}-5} + Q_{\hat{A}-5}^{i,\hat{a}\hat{a}} \cdot x_{\hat{e},\hat{A}-5}}{U_{\hat{A},\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{a}}} = 109 - \frac{16,4 \cdot (0,244 \cdot 50,6) + 3,55 \cdot (0,427 \cdot 50,6)}{109} = \\ = 106,44 \hat{A}.$$

Для ПС № 4:

$$U_{\hat{A},4}^{\hat{a}\hat{a}} = U_{\hat{A},4'}^{\hat{a}\hat{a}} - \frac{P_{4-4'}^{\hat{a}\hat{a}} \cdot r_{\hat{e},4-4'} + Q_{4-4'}^{\hat{a}\hat{a}} \cdot x_{\hat{e},4-4'}}{U_{\hat{A},4'}^{\hat{a}\hat{a}}} = 105,55 - \frac{24,3 \cdot (0,244 \cdot 11) + 9,08 \cdot (0,427 \cdot 11)}{105,55} =$$

$$= 104,53 \text{ êÁ}.$$

$$U_{\hat{A},4'}^{\hat{a}\hat{a}} = U_{\hat{A},\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} - \frac{P_{\hat{A}-4'}^{\hat{a}\hat{a}} \cdot r_{\hat{e},\hat{A}-4'} + Q_{\hat{A}-4'}^{\hat{a}\hat{a}} \cdot x_{\hat{e},\hat{A}-4'}}{U_{\hat{A},\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}} = 109 - \frac{43,46 \cdot (0,244 \cdot 22) + 15,13 \cdot (0,427 \cdot 22)}{109} =$$

$$= 105,55 \text{ êÁ}.$$

Для ПС № 3:

$$U_{\hat{A},3}^{\hat{a}\hat{a}} = U_{\hat{A},4'}^{\hat{a}\hat{a}} - \frac{P_{4'-3}^{\hat{a}\hat{a}} \cdot r_{\hat{e},4'-3} + Q_{4'-3}^{\hat{a}\hat{a}} \cdot x_{\hat{e},4'-3}}{U_{\hat{A},4'}^{\hat{a}\hat{a}}} = 105,55 - \frac{18,255 \cdot (0,244 \cdot 22) + 5,9 \cdot (0,427 \cdot 22)}{105,55} =$$

$$= 104,1 \text{ êÁ}.$$

2.2.4 Регулирование напряжения в электрической сети в послеаварийном режиме

Будем считать, что на ПС работает только один трансформатор.

Используя выражения (3.11-3.24), произведем соответствующие расчеты в послеаварийном режиме для всех подстанций. Результаты расчетов представим в таблице 3.2.

Для ПС № 1:

$$P_{H,1}^{\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = P_1 + \Delta P_T - \Delta P_{XX} = 19 + 0,1 - 0,027 = 19,073 \text{ êÁ} ;$$

$$Q_{H,1}^{\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = Q_1 + \Delta Q_T - \Delta Q_{XX} = 5,567 + 1,82 - 0,175 = 7,212 \text{ êÁ} ;$$

$$U'_{H,1} = \frac{U_{B,1}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B,1}^2}{4} - \left[\left(P_{H,1}^{\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} \cdot R_{TB} + \frac{P_{H,1}^{\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{2} \cdot R_{TH} \right) + \left(Q_{H,1}^{\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} \cdot X_{TB} + \frac{Q_{H,1}^{\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{2} \cdot X_{TH} \right) \right]} =$$

$$= \frac{108,28}{2} + \sqrt{\frac{108,28^2}{4} - \left[\left(19,073 \cdot 1,27 + \frac{19,073}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(7,212 \cdot 5,27 + \frac{7,212}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} =$$

$$= 103,96 \text{ êÁ};$$

Ответвление регулируемой части обмотки РПН:

$$n_{\dot{a}\dot{a},1}^{\ddot{a}\ddot{a}} = \left(\frac{103,96 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -5,34, \text{ округляем } n_{\dot{a}\dot{a}} = -5.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,1} = \frac{103,96 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-5) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,42 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах НН от номинального напряжения:

$$\delta U_1 = \frac{10,42 - 10}{10} \cdot 100\% = 4,2\%$$

Для ПС № 3:

$$P_{H,3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}\dot{a}} = P_3 + \Delta P_T - \Delta P_{XX} = 18 + 0,095 - 0,027 = 18,068 \text{ Вт}$$

$$Q_{H,3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}\dot{a}} = Q_3 + \Delta Q_T - \Delta Q_{XX} = 5,315 + 1,654 - 0,175 = 6,794 \text{ ВАр}$$

$$\begin{aligned} U'_{H,3} &= \frac{U_{B,3}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B,3}^2}{4} - \left[\left(P_{H,3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}\dot{a}} \cdot R_{TB} + \frac{P_{H,3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}\dot{a}}}{2} \cdot R_{TH} \right) + \left(Q_{H,3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}\dot{a}} \cdot X_{TB} + \frac{Q_{H,3}^{\dot{a}\dot{a}\dot{a}\dot{a}}}{2} \cdot X_{TH} \right) \right]} = \\ &= \frac{104,10}{2} + \sqrt{\frac{104,10^2}{4} - \left[\left(18,068 \cdot 1,27 + \frac{18,068}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(6,794 \cdot 5,27 + \frac{6,794}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} = \\ &= 99,86 \text{ В}; \end{aligned}$$

Ответвление регулируемой части обмотки РПН:

$$n_{\dot{a}\dot{a},3}^{\ddot{a}\ddot{a}} = \left(\frac{99,86 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -7,39, \text{ округляем } n_{\dot{a}\dot{a}} = -7.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,3} = \frac{99,86 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-7) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,42 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах НН от номинального напряжения:

$$\delta U_3 = \frac{10,42 - 10}{10} \cdot 100\% = 4,2\%$$

Для ПС № 4:

$$P_{H,4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = P_4 + \Delta P_T - \Delta P_{XX} = 24 + 0,147 - 0,027 = 24,12 \text{ Вт} ;$$

$$Q_{H,4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = Q_4 + \Delta Q_T - \Delta Q_{XX} = 7,074 + 2,804 - 0,175 = 9,703 \text{ ВАр} ;$$

$$\begin{aligned} U'_{H,4} &= \frac{U_{B,4}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B,4}^2}{4} - \left[\left(P_{H,4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} \cdot R_{TB} + \frac{P_{H,4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{2} \cdot R_{TH} \right) + \left(Q_{H,4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} \cdot X_{TB} + \frac{Q_{H,4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}}}{2} \cdot X_{TH} \right) \right]} = \\ &= \frac{104,53}{2} + \sqrt{\frac{104,53^2}{4} - \left[\left(24,12 \cdot 1,27 + \frac{24,12}{2} \cdot 2,54 \right) + \left(9,703 \cdot 5,27 + \frac{9,703}{2} \cdot 100,5 \right) \right]} = \\ &= 98,43 \text{ В}; \end{aligned}$$

Ответвление регулируемой части обмотки РПН:

$$n_{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta},4}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = \left(\frac{98,43 \cdot 10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -8,09, \text{ округляем } n_{отв} = -8.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,4} = \frac{98,43 \cdot 10,5}{115 \cdot \left(1 + (-8) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,47 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах НН от номинального напряжения:

$$\delta U_4 = \frac{10,47 - 10}{10} \cdot 100\% = 4,7\%$$

Для ПС № 5:

$$P_{H,5}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = P_5 + \Delta P_T - \Delta P_{XX} = 16 + 0,11 - 0,019 = 16,091 \text{ Вт} ;$$

$$Q_{H,5}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} = Q_5 + \Delta Q_T - \Delta Q_{XX} = 4,384 + 1,92 - 0,122 = 6,182 \text{ ВАр} ;$$

$$\begin{aligned} U'_{H,5} &= \frac{U_{B,5}}{2} + \sqrt{\frac{U_{B,5}^2}{4} - P_{H,5}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} \cdot R_T - Q_{H,5}^{\hat{a}\hat{a}\hat{a}\hat{\delta}} \cdot X_T} = \frac{106,44}{2} + \sqrt{\frac{106,44^2}{4} - 16,09 \cdot 4,39 - 6,182 \cdot 86,79} \\ &= 100,39 \end{aligned}$$

Ответвление регулируемой части обмотки РПН:

$$n_{\dot{a},5}^{\ddot{a}} = \left(\frac{100,39 \cdot 11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -4,80, \text{ округляем } n_{\dot{a}} = -5.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций:

$$U_{H,5} = \frac{100,39 \cdot 11}{115 \cdot \left(1 + (-5) \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,54 \text{ кВ}.$$

Отклонение напряжения на этих шинах НН от номинального напряжения:

$$\delta U_5 = \frac{10,54 - 10}{10} \cdot 100\% = 5,4\%.$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2.

Расчет ответвлений РПН в послеаварийном режиме.

№ ПС	$U'_H, \text{кВ}$	$n_{отв}$	$U_H, \text{кВ}$	$\delta U, \%$
1	103,96	-5	10,42	4,2
3	99,86	-7	10,42	4,2
4	98,43	-8	10,47	4,7
5	100,39	-5	10,54	5,4

Выбранные рабочие ответвления понижающих трансформаторов обеспечивают поддержание требуемых отклонений напряжения на шинах 10,5 кВ подстанций во всех рассмотренных режимах работы.

Заключение

Спроектированная в данной работе районная электрическая сеть 110/10кВ удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения.

В данном курсовом проекте произведен расчет перетоков активной мощности, баланс активной и реактивной мощности. Выбраны номинальное напряжение сети, тип, мощность и место установки компенсирующих устройств (КУ), силовые трансформаторы понижающих ПС, сечение проводников воздушных линий электропередач, схемы электрических подстанций. Проведен сравнительный расчет технико-экономических показателей. Определены капиталовложения в сеть. Далее произведен расчет режимов сети: максимальный и послеаварийный. В данных режимах определено: расчетная нагрузка ПС, потери в трансформаторах, перетоки мощностей с учетом потерь в линии, значение напряжения в узловых точках, регулирование напряжения в сети.

Перечень принятых сокращений

ВЛ – воздушная линия

ВН – высшее напряжение

КУ – компенсирующее устройство

ЛЭП – линия электропередачи

НН – низшее напряжение

ОРУ - открытое распределительное устройство

ПС – подстанция

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой

РУ – распределительное устройство

РЭС – районная электрическая сеть

Опред.- определение

Список литературы

1. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2007. – 352 с.: ил.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. Третье издание, перераб. и доп.–М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. Электроэнергетические системы и сети в примерах и иллюстрациях. Учеб. пособие для вузов/Ю. Н. Астахов, В. А. Веников, В. В. Ежков и др., Под ред. В. А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 504с., ил.
4. Рыжов Ю. П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов / Ю. П. Рыжов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.: ил.
5. Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп.-М.: Издательство МЭИ, 2002-964 с.
6. Правила устройства электроустановок, М.: ЗАО «Энергосервис», 2009.
7. Лыкин А. В. Электрические системы и сети: Учеб. пособие. - М.: Университетская книга; Логос, 2006. – 254с
8. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с. (Серия «Высшее образование»).
9. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для энерг. спец. вузов/ В.А.Веников, А.А.Глазунов, Л.А.Жуков и др.; Под ред. В.А. Веникова. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Высш.шк.,1994.

10. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 100 – 1150 кВ / Под редакцией И. Т. Горюнова, А. А. Любимова – М.: Папирус Про, 2005. – 640 с.
11. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
12. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 448 с.
13. Зуев Э.Н. Технико-экономические основы проектирования электрических сетей. – М.: Моск. энерг. институт, 1988.
14. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / под ред. Б.А. Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. - 336 с., ил.
15. Безопасность жизнедеятельности: Учебник / Под ред. проф. Э. А. Арустамоваа. -7-е изд., перераб. И доп.-М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К⁰», 2004.-496с.
16. Гигиена и экология человека: Курс лекций / Пивовар Ю.П.; Москва, 1999
17. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97, 6-е изд.
18. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), 2003.