МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания к практическим занятиям

по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» для
студентов направления подготовки /специальности
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) Цифровые технологии в
электроэнергетике

Ставрополь, 2025

Практическое занятие №1

Задание нагрузок при расчетах режимов электрических сетей и систем

Теоретическая часть

Электрические сети переменного тока – трехфазные. В дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» рассматриваются симметричную сеть при симметричных и синусоидальных токах и напряжениях. При этом можно рассматривать схему замещения и параметры режима только одной фазы. На рисунке 1.1, *а* приведена трехфазная схема замещения линии и приемника, соединенного в звезду, а на рисунке 1.1, б – схема замещения одной фазы. На рисунке 1.1, *а, б* $\underline{Z}_{н}$ – комплексное сопротивление одной фазы нагрузки. Из линии с сопротивлением $\underline{Z}_{л}$ к узлу нагрузки течет узловой ток *I*, равный фазному току приемника, соединенного звездой. Комплексное фазное напряжение узла обозначим $\underline{U}_{ф}$, а междуфазное (линейное) – $\underline{U}$, причем $U=\sqrt{3}U_{ф.}$ Напомним, что номинальные напряжения электрических сетей – это междуфазные напряжения.

Таблица 1.1 – Номинальные междуфазные напряжения, кВ для напряжений выше 1 кВ по ГОСТ 721-77 (СТ СЭВ 779-77)

Сети и приемники	Генераторы и СК	Трансформаторы и автотрансформаторы			
		без РПН		с РПН	
		первичные обмотки	вторичные обмотки	первичные обмотки	вторичные обмотки
(3)	(3,15)	(3 и 3,15)	(3,15 и 3,3)	–	(3,15)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11
20	21	20	22	20; 21	22
35	–	35	38,5	35; 36,75	38,5
110	–	–	121	110; 115	115; 121
(150)	–	–	(165)	(158)	(158)
220	–	–	242	220; 230	230; 242
330	–	330	347	330	330
500	–	500	525	500	–
750	–	750	787	750	–
1150	–	–	–	1150	–

Примечания:

1. Номинальные напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуются. Для существующих и расширяющихся электрических сетей на номинальные напряжения 3 и 150 кВ электрооборудование должно изготовляться.

2. Указанные в таблице значения наибольших рабочих напряжений не распространяются на допустимые в условиях эксплуатации кратковременные (длительностью до 20 мин) повышения напряжения частоты 50 Гц.

3. Указанные в таблице номинальные напряжения обмоток силовых трансформаторов установлены с учетом наибольшего длительного допускаемого напряжения в электрических сетях, равного 3,5; 6,9; 11,5 и 23 кВ соответственно для сетей с номинальным напряжением 3; 6, 10 и 20 кВ. Требования к перевозбуждению силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения должны устанавливаться в стандартах на эти трансформаторы с учетом вышеуказанных значений длительно допускаемого напряжения в сетях. Для номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ включ. учитывается наибольшее длительно допускаемое напряжение в сетях, совпадающее с указанным в таблице наибольшим рабочим напряжением электрооборудования.

Номинальные напряжения источников (генераторы и СК) по условиям компенсации потерь напряжения в питаемой сети приняты на 5% выше номинальных напряжений сети.

Первичные обмотки трансформаторов являются приемниками электроэнергии. Поэтому для повышающих трансформаторов их номинальные напряжения равны номинальным напряжениям генераторов; для понижающих трансформаторов – номинальным напряжениям сети или на 5% выше. Вторичные обмотки трансформаторов питают последующую сеть. Чтобы скомпенсировать потерю напряжения в трансформаторах, их номинальные напряжения выше номинальных напряжений сети на 5 – 10%.

В сети до 1000 В наибольшее распространение получило напряжение 380 В. Используется для питания осветительной нагрузки внутри и вне помещений, для питания мелкомоторной нагрузки промышленных предприятий.

Напряжение 660 В применяется в заводских сетях для питания электросиловой нагрузки.

Напряжение 6 и 10 кВ используются для распределительных сетей в городской и сельской местности.

Напряжение 35 и 110 кВ имеют наибольшее распространение. Напряжение 35 кВ используют в распределительных сетях. Напряжение 110 кВ выполняет две функции:

- питает крупные центры потребления энергии, т.е. выступает в роли системообразующего. Особенно это относится к старым энергосистемам;
- питает подстанции небольшой мощности напряжением 110/10 кВ в зонах обслуживания потребителей 10 кВ, т.е. выступает в роли распределительного.

Напряжение 220 кВ применяют в энергосистемах с высшим напряжением 500 кВ при значительном росте нагрузок, как наиболее перспективное по отношению к напряжению 110 кВ.

Напряжения 330 кВ и выше играют роль системообразующих напряжений.

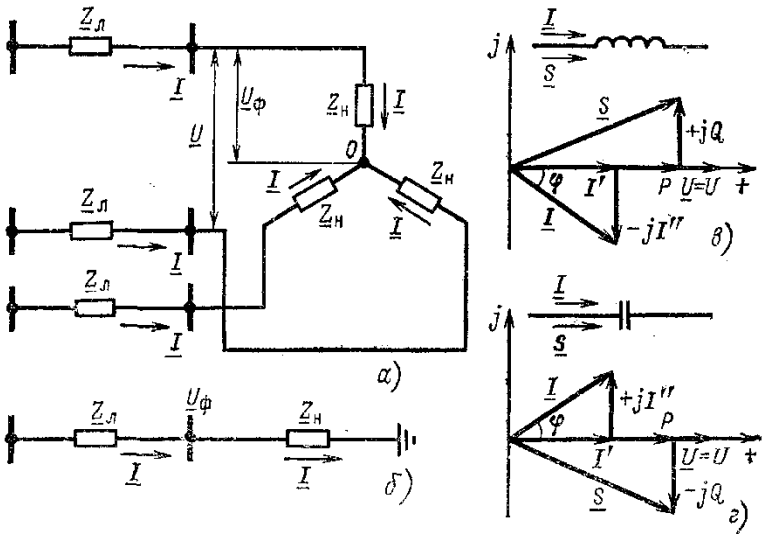


Рисунок 1.1 –3. Пояснение к системе обозначений: а, б – трехфазная и однофазная схемы замещения, *в, г* – векторные диаграммы токов, мощностей и напряжений активно-индуктивного и активно емкостного элементов сети

Междуфазное напряжение узла

$$\underline{U} = U' + jU'' \tag{1.1}$$

где U' - активная составляющая напряжения; U'' - реактивная составляющая напряжения.

Ток линии (или узла)

$$\underline{I} = I' + jI'' \tag{1.2}$$

где I' - активная составляющая тока; I'' - реактивная составляющая тока.

Полная мощность одной фазы

$$S_ф = \underline{U}_ф \, \underline{I}^* \tag{1.3}$$

где $\underline{I}^*$ - сопряженный комплекс тока.

С учетом (1.3) полная мощность трех фаз:

$$\underline{S} = 3\underline{S}_ф = 3\underline{U}_ф \, \underline{I}^* = \sqrt{3}\, \underline{U}\, \underline{I}^* = P + jQ \tag{1.4}$$

где P и Q –активная и реактивная мощности трех фаз.

Из (1.4) следует, что

$$P = \sqrt{3}\, UI \cos\varphi, \tag{1.5}$$

$$Q = \sqrt{3}UI\sin\varphi, \tag{1.6}$$

где φ –угол между комплексами тока и напряжения (рисунок 1.1).

Ток в узле определяется из (1.4):

$$\underline{I} = \frac{\underline{S}^*}{\sqrt{3}\underline{U}^*} = \frac{P - jQ}{\sqrt{3}(U' - U'')} \tag{1.7}$$

Из (1.7) квадрат модуля тока можно выразить так:

$$I^2 = \frac{S^2}{3U^2} \tag{1.8}$$

Соответственно потери полной мощности в сопротивлении линии $\underline{Z}_л$ равны:

$$\underline{S} = 3I^2\underline{Z}_л = \frac{S^2}{U^2}\underline{Z}_л \tag{1.9}$$

Индуктивный ток отстает от напряжения (рисунок 1.3,*в*), его реактивная составляющая имеет знак минус. Емкостной ток опережает напряжение, его реактивная составляющая берется со знаком плюс (рисунок 1.3,*г*).

Сопротивление элемента сети будем обозначать так:

$$\underline{Z} = r + jx, \tag{1.10}$$

где r - активная составляющая; x - реактивная составляющая. Проводимость элемента

$$\underline{Y} = g - jb \tag{1.11}$$

где g – активная составляющая проводимости; b– реактивная составляющая проводимости.

В выражениях (1.10) и (1.11) x, b применяются со знаком плюс для индуктивных элементов, со знаком минус – для емкостных.

Параметры пассивных элементов электрической сети, линий и трансформаторов – в расчетах принимаются постоянными, эти элементы рассматриваются как линейные.

Активные элементы схем замещения электрических сетей и систем нагрузки и генераторы - представляются в виде линейных или нелинейных источников. В зависимости от способа задания нагрузок и генераторов уравнения установившегося режима линейны и нелинейны. Способы представления нагрузок и генераторов при расчетах режимов зависят от вида сети и целей расчета.

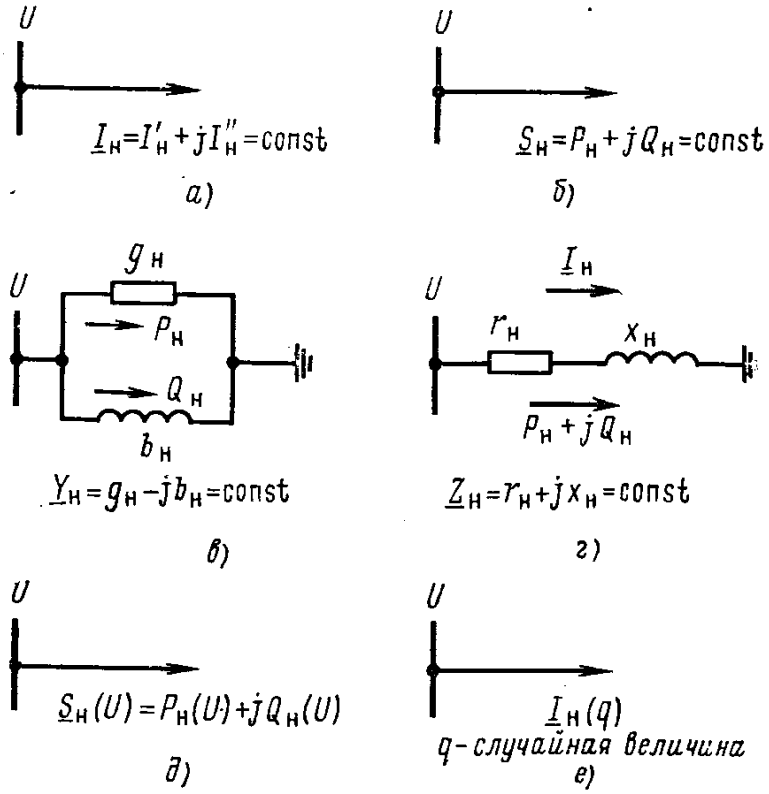


Рисунок 1.2 – Способы задания нагрузок при расчетах режимов:
а – постоянный по модулю и фазе ток; *б* - постоянная по модулю мощность;
в, г –постоянные проводимость или сопротивление;
д – статические характеристики нагрузки по напряжению; *е* – случайный ток

Нагрузка задается постоянным по модулю и фазе током (рисунок. 1.2,*а*):

$$\underline{I}_н = I'_н + jI''_н = const. \qquad (1.12)$$

Такая форма представления нагрузки принимается при всех расчетах распределительных сетей низкого напряжения $U < 1$ кВ. Как правило, так же задается нагрузка в городских, сельских и промышленных сетях с

напряжением $U \le 35$ кВ. В распределительных сетях источниками питания являются шины низкого напряжения районных подстанций. Как правило, предполагается, что напряжение источника питания известно. При задании нагрузки в виде постоянного тока (1.12) установившийся режим описывается системой линейных алгебраических уравнений, подробно рассматриваемой в теоретических основах электротехники. Особенность этих уравнений в том, что, как правило, отсутствуют ЭДС в ветвях, а в нагрузочных узлах заданы источники тока.

Задание тока в виде (1.12) при расчетах питающих сетей приводит к очень большим погрешностям, что является недопустимым.

Нагрузка задается постоянной по величине мощностью:

$$\underline{S}_н = P_н + jQ_н = const \qquad (1.13)$$

при расчетах установившихся режимов питающих и иногда распределительных сетей высокого напряжения (рисунок 1.2,*б*).

В питающих сетях $\underline{S}_н = const$ задается при неизвестном напряжении в узле. Это значит, что в узле задан нелинейный источник тока, мощность которого зависит от напряжения узла:

$$\underline{I}_н = \frac{\underline{S}_н^*}{\sqrt{3}\underline{U}^*} = \frac{P_н - jQ_н}{\sqrt{3}\underline{U}^*} = \mathrm{var}. \qquad (1.14)$$

При использовании (1.13) и (1.14) уравнения установившегося режима питающей сети нелинейны. Задание постоянной мощности нагрузки соответствует многолетней практике эксплуатации электрических сетей и систем. Одна из причин задания $\underline{S}_н = const$ в том, что экономические расчеты осуществляются за полученную электроэнергию.

Соответственно расчеты текущего (для данного момента времени) режима проводятся в мощностях, а не в токах.

Этот способ задания нагрузки является достаточно точным для электрических систем, полностью обеспеченных устройствами регулирования напряжения. В этих системах на электроприемниках

поддерживается постоянное напряжение вследствие широкого использования трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой, а также путем оснащения нерегулируемых трансформаторов на существующих подстанциях линейными регулировочными трансформаторами.

Кроме того, широко используются средства местного регулирования напряжения (управляемые батареи конденсаторов, синхронные двигатели и т.д.). В этих условиях при изменениях режима напряжение на нагрузке практически не меняется, и полная мощность нагрузки остается постоянной.

В действительности у потребителей не обеспечивается поддержание постоянного по модулю напряжения. В этом случае задание постоянной мощности нагрузки потребителей приводит к ошибкам при расчетах установившихся режимов питающих сетей в сравнении с учетом $P_н(U)$, $Q_н(U)$.

Эта ошибка тем больше, чем больше отличаются напряжения потребителей от номинального.

При расчетах распределительных сетей низкого напряжения в случае задания $\underline{S}_н = const$ предполагают также, что напряжения во всех узлах равны номинальному. Это значит, что в узле задан линейный источник тока, не зависящий от напряжения узла:

$$\underline{I}_н = \frac{\underline{S}_н^*}{\sqrt{3}\underline{U}_{ном}^*} = \frac{P_н - jQ_н}{\sqrt{3}\underline{U}_{ном}} = const. \qquad (1.15)$$

При выполнении условий (1.13) и (1.15) уравнения установившегося режима в распределительных сетях линейны. Расчет потоков мощностей в линиях ведется по мощностям нагрузок, но уравнения остаются линейными. Фактически задание постоянной мощности нагрузки в предположении, что напряжение в узле равно номинальному, эквивалентно (1.12).

Нагрузка представляется постоянной проводимостью или постоянным сопротивлением (рисунок 1.2,*в,г*):

$$\underline{Y}_н = g_н - jb_н = const \text{ или } \underline{Z}_н = r_н + jx_н = const. \qquad (1.16)$$

Такой способ эквивалентен заданию статических характеристик нагрузки в виде квадратичных зависимостей от напряжения

$$P_н = U^2 g_н \text{ и } Q_н = U^2 b_н. \qquad (1.17)$$

Уравнения установившегося режима при условиях (1.16) или (1.17) нелинейны. Задание постоянной проводимости нагрузки используется при расчете электромеханических переходных процессов.

Статические характеристики нагрузок по напряжению (рисунок 1.2,*д)* более полно отражают свойства нагрузки, чем в случае задания постоянного тока, мощности или проводимости, но их использование приводит к усложнению расчетов. Во многих случаях эти характеристики не известны и возможно применение лишь типовых. Учет статических характеристик по напряжению оказывает существенное влияние на результаты расчета послеаварийных установившихся режимов, когда напряжение сильно отличается от номинального.

Статические характеристики нагрузки по частоте должны учитываться при расчетах послеаварийных установившихся режимов, в которых имеет место дефицит мощности и частота отличается от номинальной. Такие расчеты установившихся режимов учитывают изменение частоты и применяются для анализа действия устройств регулирования частоты и противоаварийной автоматики.

На рисунке 1.3 приведены статические характеристики по напряжению для различных способов задания нагрузки. Прямая *1,* параллельная оси напряжений, $\underline{S}_н = const$; квадратичная парабола $2 - \underline{Y}_н = const$.; кривые *3, 4* - типовые статические характеристики. При задании постоянной проводимости нагрузки график $Q_н$ оказывается ближе к типовой статической характеристике, чем к характеристике *2* при $\underline{S}_н = const$, а $P_н$ – наоборот. При применении регулирования напряжения, обеспечивающего

$U_н \approx const$, полная мощность нагрузки постоянна, что соответствует прямой *1*.

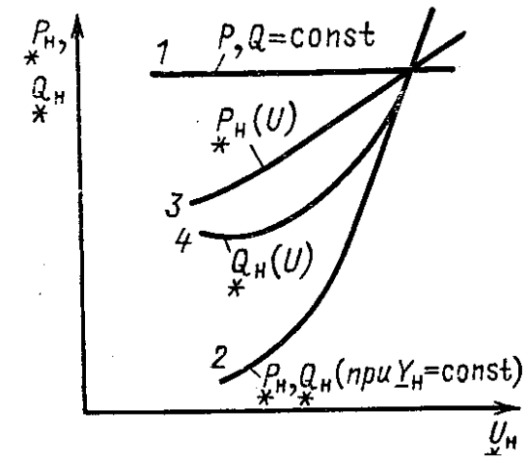


Рисунок 1.3 – Статические характеристики по напряжению для различных способов задания нагрузки

Нагрузка представляется случайным током при расчетах электрических систем с большей долей электротяговой нагрузки. Электрифицированный транспорт-это специальный вид нагрузки, у которой во времени (по мере движения электровоза) меняются величина и место подключения. Такая нагрузка представляется в виде $\underline{I}_н(q)$, где *q*-случайная величина (рисунок 1.1,*е*). Расчеты, учитывающие случайный характер нагрузки, применяются для специального анализа режимов электрических систем и в особенности для систем электроснабжения железных дорог. В этих расчетах может учитываться несимметричный или несинусоидальный характер нагрузки.

Примеры решения задач

1) Определить полную и реактивную мощность нагрузки, если известно, что активная мощность составляет $P_н$=29 МВт, а коэффициент мощности $cos\phi=0.94$.

Решение:

Определим полную мощность нагрузки по формуле:

$$S_н = \frac{P_н}{\cos\varphi}, \qquad (1.18)$$

$$S_1 = \frac{29}{0{,}94} = 30{,}85 \text{ МВА.}$$

Реактивную мощность найдем по формуле:

$$Q_н = P_н \cdot tg(\varphi) \qquad (1.19)$$

$$Q_1 = 29 \cdot 0{,}362 = 10{,}525 \text{ Мвар}$$

Проведем проверку:

$$\boldsymbol{S}^2 = P^2 + Q^2$$

$$30{,}85^2 = 29^2 + 10{,}525^2$$

$$951{,}7 = 951{,}7$$

2) Расчетная нагрузка подстанции составляет $\underline{S}_н = P_н + jQ_н = 20 + j15 MB \cdot A$. Необходимо представить эту нагрузку в схеме замещения постоянным полным сопротивлением, приведенным к напряжению $U = 110$ кВ. Расчет выполнить: *1)* при последовательном соединении активного и индуктивного сопротивлений (рисунок 1.2,*г*); *2*) при параллельном соединении активного и индуктивного сопротивлений (рисунок 1.2, *в*).

Решение:

При последовательном соединении активного и индуктивного сопротивлений полное сопротивление, представляющее нагрузку, можно определить из следующего выражения:

$$\underline{Z}_н = r_н + jx_н = \frac{\underline{S}_н}{3I^2} = (P_н + jQ_н)\frac{U^2}{S_н^2} = (20 + j15)\frac{110^2}{(20^2 + 15^2)} = 387 + j290 Ом,$$

где $r_н = 387$ Ом: $x_н = 290$ Ом.

При параллельном соединении

$$\underline{Y}_н = g_н - jb_н = \frac{\underline{S}_н^*}{U^2} = \frac{20 - j15}{110^2} = 1{,}65 \cdot 10^{-3} - j1{,}24 \cdot 10^{-3} \text{ См};$$

$g_н = 1{,}65 \cdot 10^{-3}$ См; $b_н = 1{,}24 \cdot 10^{-3}$ См.

Непосредственной подстановкой легко убедиться в справедливости следующих соотношений, вытекающих из $\underline{Z}_н = 1/\underline{Y}_н$ и позволяющих по параметрам схемы на рисунке 1.2,*г* вычислять параметры схемы рисунка 1.2,*в* и наоборот:

$$r_н = \frac{g_н}{g_н^2 + b_н^2}; x_н = \frac{b_н}{g_н^2 + b_н^2};$$

$$g_н = \frac{r_н}{r_н^2 + x_н^2}; b_н = \frac{x_2}{r_н^2 + x_н^2}.$$

Варианты к задачам для самостоятельного решения

1) Определить полную и реактивную мощность нагрузки, если известно, что активная мощность составляет $P_н$ МВт и задан коэффициент мощности.

2) Расчетная нагрузка подстанции составляет $\underline{S}_н$. Необходимо представить эту нагрузку в схеме замещения постоянным полным сопротивлением, приведенным к напряжению U. Расчет выполнить: *1)* при последовательном соединении активного и индуктивного сопротивлений *2*) при параллельном соединении активного и индуктивного сопротивлений.

Последняя цифра зачётной книжки	Исходные данные для задачи №1		Исходные данные для задачи №2	
	$P_н$, МВт	$cos\phi$	$\underline{S}_н$, МВА	U, кВ
0	17	0.91	17+j12	35
1	22	0.85	22+j16	110
2	35	0.96	35+j15	220
3	17	0.87	15+j18	10
4	23	0.92	18+j14	35
5	26	0.72	29+j22	110
6	27	0.8	28+j10	220
7	35	0.9	30+j20	110
8	23	0.81	27+j18	6
9	19	0.75	17+j12.75	35

Практическое занятие 2

Выбор и расчет параметров схем замещения линий электропередач

Теоретическая часть

Линия электропередачи теоретически рассматривается как состоящая из бесконечно большого числа равномерно распределенных вдоль нее активных и реактивных сопротивлений и проводимостей, точный учет влияния которых сложен и необходим лишь при расчетах длинных линий.

Для расчета рабочих режимов ЛЭП пользуются уравнениями, характеризующими режим электрической сети. Эти уравнения позволяют составить *схему замещения линии,* содержащую ограниченное число элементов с сосредоточенными параметрами и представляющую собой некоторую расчетную модель, состоящую из активного R и реактивного X сопротивлений, а также из активной G и реактивной B проводимостей.

Выполнение расчетов симметричных установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) трехфазного переменного тока основано на применении однофазной линейной схемы замещения, параметры которой в общем случае являются комплексными величинами. Расчетная сема сети представляет собой последовательное соединение схем замещения линий электропередач и трансформаторов.

В практических расчетах ВЛ длиной до 300 км и КЛ представляются полными П-образными схемами замещения с сосредоточенными параметрами. Рекомендации по выбору схемы замещения в зависимости от типа ЛЭП и ее номинального напряжения представлены в таблице 1.1. Численные значения параметров схемы замещения рассчитываются по следующим выражениям.

Активное сопротивление проводов и кабелей с учетом поверхностного эффекта обуславливает тепловые потери в них и определяется материалом токоведущих проводников и площадью их сечения.

Активное сопротивление линии

$$r_л = r_0 l,\ Ом \qquad (1.1)$$

где r_0 – сопротивление 1 км линии постоянному току при температуре +20 °С (удельное активное сопротивление), Ом/км:

$$r_0 = \frac{r_{0пр}}{n_Ф},\ \text{Ом/км} \qquad (1.2)$$

($r_{0пр}$ – сопротивление 1 км провода постоянному току при температуре +20 °С (удельное активное сопротивление), Ом/км; $n_Ф$ – число проводов в расщепленной фазе, о.е.); l – длина линии, км.

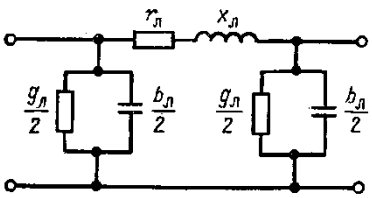
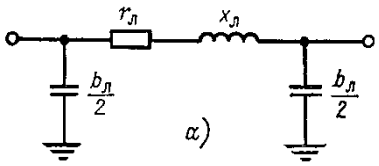
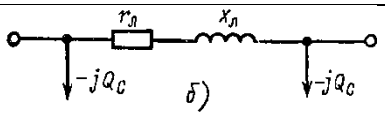
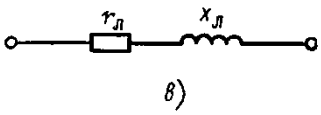
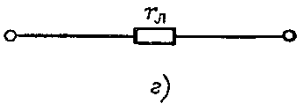
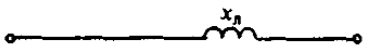
Активное сопротивление не остается постоянным. Оно зависит от температуры провода, которая определяется температурой окружающего воздуха (среды), скоростью ветра и значением проходящего по проводу тока. Омическое сопротивление упрощенно можно трактовать как препятствие направленному движению зарядов узлов кристаллической решетки материала проводника, совершающих колебательные движения около равновесного состояния. Интенсивность колебаний и, соответственно, омическое сопротивление возрастают с ростом температуры проводника. Зависимость активного сопротивления от температуры провода t определяется в виде

$$r_0^t = r_{0пр} \cdot \left[1 + \alpha \cdot (t - 20^\circ)\right], \qquad (1.3)$$

где α – температурный коэффициент электрического сопротивления, Ом/град (для медных, алюминиевых и сталеалюминевых проводов α = 0,00403, для стальных α = 0,00455).

Удельное сопротивление $r_{0пр}$ для сталеалюминиевых и других проводов из цветных металлов определяется по таблицам в зависимости от поперечного сечения.

Таблица 1.1 – Выбор схемы замещения ЛЭП

№ п/п	Схема Замещения	Класс напряжения, кВ	
		ВЛ	КЛ
1		330 и выше	–
2		220,110	220, 110
3		220,110	35
4		35,10, 6	10,6
5		–	10, 6–для кабелей с медными жилами
6		Электромагнитные переходные процессы	

Индуктивное сопротивление обусловлено магнитным полем, возникающим вокруг и внутри проводника при протекании по нему переменного тока. В проводнике наводится ЭДС самоиндукции, направленная в соответствии с принципом Ленца, противоположно ЭДС источника

$$e_L = -\frac{d\psi}{dt} = -L\frac{di}{dt}. \qquad (1.4)$$

Противодействие, которое оказывает ЭДС самоиндукции изменению

ЭДС источника, и обуславливает индуктивное сопротивление проводника. Чем больше изменение потокосцепления $d\psi / dt$, определяемое частотой тока $\omega = 2\pi f$ (скоростью изменения тока di / dt), и величина индуктивности фазы L, зависящая от конструкции фазы и трехфазной ЛЭП в целом, тем больше индуктивное сопротивление элемента $X = \omega L$. То есть для одной и той же линии (или просто электрической катушки) с ростом частоты питающего тока f индуктивное сопротивление увеличивается. Естественно, что при нулевой частоте ($\omega = 2\pi f = 0$), например, в сетях постоянного тока, индуктивное сопротивление ЛЭП отсутствует.

На индуктивное сопротивление фаз многофазных ЛЭП оказывает влияние также взаимное расположение фазных проводов (жил). Кроме ЭДС самоиндукции, в каждой фазе наводится противодействующая ей ЭДС взаимоиндукции. Поэтому при симметричном расположении фаз, например, по вершинам равностороннего треугольника, результирующая противодействующая ЭДС во всех фазах одинакова, а следовательно, одинаковы пропорциональные ей индуктивные сопротивления фаз. При горизонтальном расположении фазных проводов потокосцепление фаз неодинаково, поэтому индуктивные сопротивления фазных проводов отличаются друг от друга. Для достижения симметрии (одинаковости) параметров фаз на специальных опорах выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов.

Индуктивное сопротивление, отнесенное к 1 км линии, определяется по эмпирической формуле, Ом/км,

$$X_0 = \omega L_0 = \omega \left(0{,}46 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_Э} + 0{,}05 \cdot \mu \right) \cdot 10^{-3}, \qquad (1.5)$$

где D_{CP} – величина среднегеометрического расстояния между фазными проводами (жилами), м; $r_Э$ – эквивалентный радиус расщепленной фазы.

Если принять частоту тока 50 Гц, то при указанной частоте $\omega = 2\pi f = 314$ рад/с для проводов из цветных металлов (μ = 1) получим,

Ом/км,

$$X_0 = 0{,}144 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_Э} + 0{,}0157 \cdot \mu. \qquad (1.6)$$

Реактивное сопротивление линии

$$X = X_0 l \text{, Ом} \qquad (1.7)$$

При сближении фазных проводов влияние ЭДС взаимоиндукции возрастает, что приводит к уменьшению индуктивного сопротивления ЛЭП. Особенно заметно снижение индуктивного сопротивления (в 3–5 раз) в кабельных линиях.

Величина среднегеометрического расстояния между фазными проводами (жилами), м:

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} \ , \qquad (1.8)$$

зависит от расположения фазных проводов (шин). Фазы ВЛ могут располагаться горизонтально или по вершинам треугольника, фазные шины токопроводов в горизонтальной или вертикальной плоскости, жилы трехжильного кабеля – по вершинам равностороннего треугольника.

Эквивалентный радиус расщепленной фазы:

$$r_Э = \sqrt[n_ф]{r_{пр} a_{ср}^{n_ф - 1}} \qquad (1.9)$$

где $r_{пр}$ – расчетный радиус провода; $a_{ср}$ – среднее расстояние между проводами в одной расщепленной фазе.

При расчетах значения D_{CP} и $r_Э$ должны иметь одинаковую размерность.

Основным назначением расщепления фаз является увеличение пропускной способности и снижение (ограничение) коронирования ВЛ до экономически приемлемого уровня. Увеличение пропускной способности достигается при неизменном номинальном напряжении и сечении путем снижения индуктивного сопротивления ЛЭП. В линиях традиционного исполнения с номинальным напряжением 330 кВ фазы расщеплены на два провода, в линиях 500 кВ – на три провода, в линиях 750 кВ – на четыре-пять

проводов.

Емкостная проводимость обусловлена емкостями между фазами, фазными проводами (жилами) и землей. В схеме замещения ЛЭП используется расчетная (рабочая) емкость плеча эквивалентной звезды, полученной из преобразования треугольника проводимостей $C = C_0^a + 3C_{ab}$ в звезду (рисунок 1.1, в).

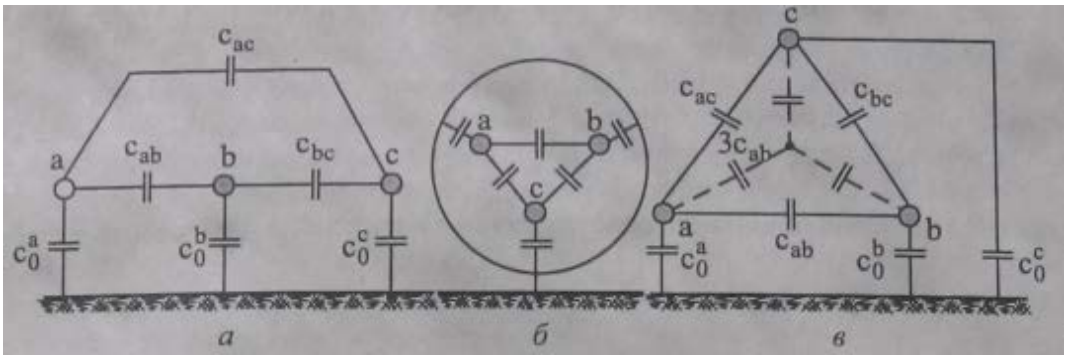


Рисунок 1.1 – Емкости трехфазных линий электропередачи:
а – воздушной линии; б – кабельной линии; в – преобразование треугольника емкостей в звезду

В практических расчетах рабочую емкость трехфазной ВЛ с одним проводом в фазе на единицу длины (Ф/км) определяют по формуле

$$C_0 = \frac{0{,}024}{\lg \frac{D_{CP}}{r_Э}} \cdot 10^{-6}. \qquad (1.10)$$

Рабочая емкость кабельных линий существенно выше емкости ВЛ, так как жилы кабеля очень близки друг к другу и заземленным металлическим оболочкам. Кроме того, диэлектрическая проницаемость кабельной изоляции значительно больше единицы – диэлектрической проницаемости воздуха. Большое разнообразие конструкций кабеля, отсутствие их геометрических размеров усложняет определение ее рабочей емкости, в связи с чем на практике пользуются данными эксплуатационных или заводских замеров.

Емкостная проводимость ВЛ и КЛ, См/км, определяется по общей формуле:

$$b_0 = \omega \cdot C_0 \qquad (1.11)$$

С учетом (1.10) для воздушной линии при частоте тока 50 Гц имеем, См/км:

$$b_0 = \frac{7{,}58}{\lg \frac{D_{ср}}{r_Э}} 10^{-6}, \text{ См/км.} \qquad (1.12)$$

Удельная емкостная проводимость линии

$$b_л = b_0 l, \text{См} \qquad (1.13)$$

Половина полной зарядной мощности ЛЭП

$$Q_c = \frac{1}{2} U^2 b_л, \text{ Мвар,} \qquad (1.14)$$

где U – линейное номинальное или реальное напряжение линии, кВ.

Активная проводимость обусловлена потерями активной мощности ΔP из-за несовершенства изоляции (утечки по поверхности изоляторов, токов проводимости (смещения) в материале изолятора) и ионизации воздуха вокруг проводника вследствие коронного разряда.

Активная проводимость линии

$$g = g_0 l, \text{ См} \qquad (1.15)$$

где g_0 – удельная активная проводимость линии:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{кор}}{U^2}, \text{ См/км} \qquad (1.16)$$

($\Delta P_{кор}$ – мощность удельных активных потерь на корону, МВт/км; U – напряжение сети, кВ.)

Коронирование и, соответственно, потери активной мощности сильно зависят от напряжения ВЛ, радиуса провода, атмосферных условий и состояния поверхности провода. Чем больше рабочее напряжение и меньше радиус проводов, тем больше напряженность электрического поля. Ухудшение атмосферных условий (высокая влажность воздуха, мокрый снег, изморозь на поверхности проводов), заусенцы, царапины также

способствуют росту напряженности электрического поля и, соответственно, потерь активной мощности на коронирование. Коронный разряд вызывает помехи на радио- и телевизионный прием, коррозию поверхности проводов ВЛ.

Мощность удельных активных потерь на корону можно определить, как:

$$\Delta P_{кор} = \frac{0{,}18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{r_э}{D_{ср}}} \cdot (U_ф - U_{кр.ф})^2, \qquad (1.17)$$

где δ – коэффициент, который учитывает барометрическое давление и температуру (δ =1 при температуре +25°С);

$U_{кр.ф}$ – критическое фазное напряжение, кВ.

$$U_{кр.ф} = 48{,}9 \cdot m_0 \cdot m_п \cdot \delta \cdot r_э \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_э}, \qquad (1.18)$$

где m_0 – коэффициент, которым учитывается состояние поверхности провода (для многопроволочных проводов $m_0 = 0{,}83 \div 0{,}87$); $m_п$ – коэффициент, которым учитывается состояние погоды: при хорошей погоде $m_п = 1$, при плохой погоде (туман, дождь, иней, снежная буря) $m_п = 0{,}8$.

При длине ВЛ более 300 км переходят к моделям с распределенными параметрами или вводят корректирующие коэффициенты для П-образных моделей с сосредоточенными параметрами. Заметное уточнение параметров (более 1 %) посредством поправочных коэффициентов проявляется для ВЛ длиной более 300 км и для кабельных линий, превышающих 50 км.

Приближенно распределенность параметров вдоль линии можно также учесть, представляя протяженную ЛЭП цепочной схемой замещения с сосредоточенными параметрами. Всю ЛЭП разбивают на участки длиной 250 - 300 км и моделируют рядом последовательно включенных П-образных схем замещения. Расчет режима линии по цепочной схеме замещения ведут последовательно от одного участка к другому. При этом потери на коронирование учитываются по участкам и представляются в виде нагрузок

между участками (рисунок 1.2, б). Этот прием позволяет определить соотношения между напряжениями и токами не только по концам, но и находить их значения в промежуточных точках длинной линии.

Линии электропередачи с номинальным напряжением 330, 500, 750 кВ разделяют посредством переключательных пунктов на участки в 250—350 км, что локализует и уменьшает влияние поврежденных участков на изменение параметров режима и устойчивость работы сети (рисунок 1.2, а). Такое построение линии, а также включение промежуточных подстанций разбивает электропередачу на участки, и ее удобно моделировать цепочной схемой замещения.

Протяженные линии в режиме минимальных нагрузок имеют избыток реактивной мощности, генерируемой линией. Для компенсации этой мощности и предотвращения опасного для изоляции сети превышения напряжения на приемном конце и вдоль линии устанавливают шунтовые реакторы, располагая их на переключательных пунктах или промежуточных подстанциях.

Избыток емкостной генерации ЛЭП может компенсироваться потреблением реактивной мощности нагрузкой подстанций. Включение реактора на шинах ВН станции обеспечивает возбуждение генераторов, необходимое для их устойчивой работы.

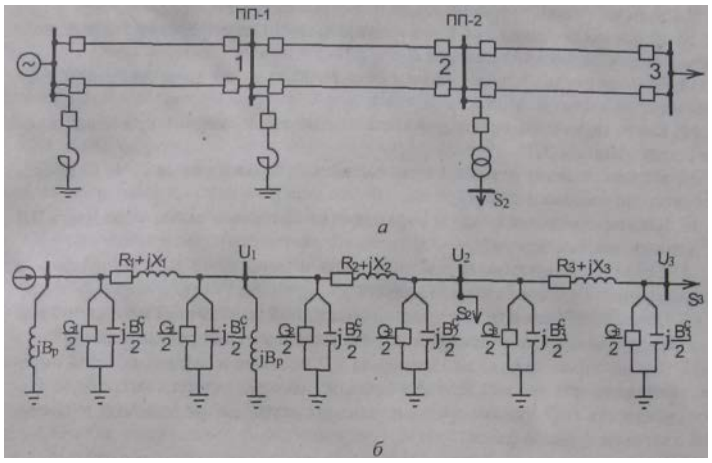


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема (а) и цепочная схема замещения (б) протяженной линии электропередачи

Задание 1

Определить удельные параметры воздушной и кабельной линий электропередачи напряжением 10 кВ, а также параметры схемы замещения этих линий при их длине 4 км. Воздушная линия выполнена проводами АС-50/8 при среднегеометрическом расстоянии между ними 2,5 м, кабельная линия – кабелем ААБ 3×50 при среднегеометрическом расстоянии между жилами кабеля 1,5 см. Максимальная мощность, передаваемая по воздушной линии, составляет 1000 кВА, по кабельной – 1600 кВА.

Решение:

Для провода марки АС 50/8 $r_{0в} = 0{,}603$ Ом/км; диаметр провода 9,6 мм. Для кабеля марки ААБ 3×16 $r_{0к} = 0{,}62$ Ом/км; диаметр жилы кабеля $2r_к = 8{,}0$ мм.

Используя выражение (1.4), при подстановке в него значений $D_{ср}$ и $r_{пр}$ находим

$$x_{0в} = 0{,}144\lg\frac{250}{0{,}48} + 0{,}0157 = 0{,}407 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0к} = 0{,}144\lg\frac{1{,}5}{0{,}4} + 0{,}0157 = 0{,}099 \text{ Ом/км};$$

По таблицам П.3 и П.2 [Идельчик] можно непосредственно найти $x_{0в}$ = 0,409 и $x_{0к} = 0{,}09$ Ом/км.

Покажем, что для линии 10 кВ можно не учитывать реактивную проводимость и емкостную мощность. Используя (1.8), определим $b_{0в}$ и $b_{0к}$ – удельные емкостные проводимости воздушной и кабельной линий:

$$b_{0в} = \frac{7{,}58\cdot 10^{-6}}{\lg\frac{250}{0{,}99}} = 3{,}155\cdot 10^{-6} \text{ См/см};$$

$$b_{0к} = \frac{7{,}58\cdot 10^{-6}}{\lg\frac{1{,}5}{0{,}23}} = 9{,}215\cdot 10^{-6} \text{ См/см};$$

Половины реактивных мощностей, генерируемых воздушной и

кабельной линиями, в соответствии с выражением (1.9) равны

$$Q_{Cв} = \frac{1}{2}10^2 2{,}790 \cdot 10^{-6} \cdot 4 = 0{,}558 \cdot 10^{-3} \text{ Мвар};$$

$$Q_{Cк} = \frac{1}{2}10^2 13{,}178 \cdot 10^{-6} \cdot 4 = 2{,}636 \cdot 10^{-3} \text{ Мвар}.$$

Так как емкостные мощности линий 10 кВ практически очень малы в сравнении с передаваемыми максимальными мощностями 1000 кВА и 1600 кВА, то их можно не учитывать в расчетах и схеме замещения.

Отношение удельного индуктивного к удельному активному сопротивлению воздушной линии составляет

$$\frac{x_{0в}}{r_{0в}} = \frac{0{,}407}{0{,}603} = 0{,}675.$$

В случае кабельной линии это соотношение меньше:

$$\frac{x_{0к}}{r_{0к}} = \frac{0{,}099}{0{,}62} = 0{,}159.$$

Активная проводимость линий напряжением 10 кВ очень мала и не учитывается в схеме замещения.

Следовательно, схема замещения воздушной линии состоит из активного сопротивления $r_{л.в}$ и реактивного сопротивления $x_{л.в}$. По формулам (1.1) и (1.3) найдем:

$$r_{л.в}=0{,}603\cdot 4=2{,}412 \text{ Ом}; \; x_{л.в}=0{,}407\cdot 4=1{,}628 \text{ Ом}.$$

Поскольку индуктивное сопротивление кабеля намного меньше активного, им можно пренебречь и схема замещения кабельной линии будет состоять только из активного сопротивления $r_{л.к}$, которое по (1.1) равно

$$r_{л.к}=0{,}62\cdot 4=2{,}480 \text{ Ом}.$$

Задание 2

Определить удельные параметры одноцепной воздушной линии 110 кВ с проводами марки АС 95/16, расположенными на П-образных деревянных опорах с расстоянием между проводами $D_{ab} = D_{bc} = D = 4{,}3$ м, и вычислить параметры схемы замещения двухцепной линии длиной 100 км.

Решение

Для провода марки АС 95/16 $r_0 = 0{,}306$ Ом/км (таблица П.1 [2.1]); диаметр провода $2r_{пр} = 13{,}5$ мм.

Расстояние между фазами *a* и *c* $D_{ac} = 2D = 8{,}6$ м. Среднегеометрическое расстояние между проводами линий по выражению (1.8) составляет

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}} = \sqrt[3]{DD2D} = \sqrt[3]{2}D = 1{,}26 \cdot 4{,}3 = 5{,}418 \text{ м.}$$

Используя выражения (1.6) и (1.12), при подстановке в них значений $D_{ср}$ и $r_{пр}$ находим

$$x_0 = 0{,}144 \cdot \lg(5418/13{,}5 \cdot 2) + 0{,}0157 = 0{,}434 \text{ Ом/км;}$$

$$b_0 = 7{,}58 \cdot 10/\lg(5418 \cdot 2/13{,}5) = 2{,}610 \cdot 10 \text{ См/км.}$$

По таблице П.4 [Идельчик] можно непосредственно найти для провода АС 95/16 искомые удельные параметры: $x_0 = 0{,}434$ Ом/км; $b_0 = 2{,}61 \cdot 10^{-6}$ См/км.

Отношение удельных активного и индуктивного сопротивлений в рассматриваемом случае равно

$$\frac{r_0}{x_0} = \frac{0{,}306}{0{,}434} = 1{,}418,$$

т. е. $r_0 < x_0$, что характерно для воздушных линий с $U_{ном} \geq 110$ кВ.

Определение x_0, b_0 по таблице П.4 [Идельчик] проще, чем их расчет по формулам (1.6) и (1.12). В дальнейшем будем использовать значения x_0, b_0, определенные по таблице П.4 [Идельчик].

Найдем параметры схемы замещения для двухцепной линии длиной 100 км:

$$r_л = 0{,}5 \cdot 0{,}306 \cdot 100 = 15{,}3 \text{ Ом;} \quad x_л = 0{,}5 \cdot 0{,}434 \cdot 100 = 21{,}697 \text{ Ом;}$$

$$b_л = 2 \cdot 2{,}61 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 521{,}947 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Половина зарядной мощности линии, определяемая по выражению (1.14),

$$Q_c = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_л = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 521{,}947 \cdot 10^{-6} = 3{,}158 \text{ Мвар.}$$

По таблице П.4 [Идельчик] для двухцепной линии можно найти $2Q_c = 2 \cdot 3{,}5 \cdot \times 10^{-6} \cdot 100 = 7{,}0$ Мвар. Такая мощность должна быть учтена в расчете режима линии, т.е. зарядная мощность воздушных линий 110 кВ должна учитываться в балансе реактивной мощности. Это заключение тем более справедливо для линий более высоких напряжений. Поэтому схема замещения рассматриваемой линии должна включать кроме активного и индуктивного сопротивления емкостную проводимость (см. таблицу 1.1) или емкостную мощность (см. таблицу 1.1).

Задание 3

Линия электропередачи напряжением 110 кВ протяженностью 80 км выполнена проводом АС 150/19. Определить как будет изменяться активное сопротивление этой линии, если минимальная температура воздуха -25 °С, а максимальная +35 °С.

Решение

По [Идельчику] находим погонное активное сопротивление линии при +20 °С $r_0 = 0{,}195$ Ом/км. Активное сопротивление линии при этой температуре:

$$R = r_0 \cdot l = 0{,}195 \cdot 80 = 15{,}6 \text{ Ом.}$$

При температуре -25 °С активное сопротивление линии будет:

$$R_{-25} = R \cdot \left[1 + 0{,}004 \cdot (t - 20^\circ)\right] = 15{,}6 \cdot \left[1 + 0{,}004 \cdot (-25 - 20)\right] = 12{,}8 \text{ Ом,}$$

а при температуре +35 °С:

$$R_{+35} = 15{,}6 \cdot \left[1 + 0{,}004 \cdot (35 - 20)\right] = 16{,}5.$$

Следовательно, при температуре -25 °С активное сопротивление линии уменьшается на 18%, а при +35 °С увеличивается на 6% по сравнению с сопротивлением при +20 °С.

Задание 4.

Определить потерю мощности на корону при хорошей и плохой погоде, а также реактивную мощность, генерируемую линией, если в ЛЭП напряжением 220 кВ протяженностью 130 км подвешены провода АС – 150/34 со среднегеометрическим расстоянием между ними 7 м.

Решение

Диаметр провода Ас-150/34 $d_{пр}$=17,5 мм.

При хорошей погоде δ=1, $m_п$=1, а критическое фазное напряжение:

$$U_{кр.ф} = 48{,}9 \cdot m_0 \cdot m_п \cdot \delta \cdot r_Э \cdot \lg\frac{D_{ср}}{r_Э} = 48{,}9 \cdot 0{,}85 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0{,}875 \cdot \lg\frac{7000}{8{,}75} = 105{,}6 \text{ кВ}.$$

При плохой погоде δ=0,9, $m_п$=0,8.

$$U_{кр.ф} = 48{,}9 \cdot 0{,}85 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}875 \cdot \lg\frac{7000}{8{,}75} = 76{,}02 \text{ кВ}.$$

Погонная потеря мощности на корону при хорошей погоде:

$$\Delta P_{кор} = \frac{0{,}18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{r_Э}{D_{ср}}} \cdot (U_ф - U_{кр.ф})^2 = \frac{0{,}18}{1} \cdot \sqrt{\frac{8{,}75}{7000}} \cdot (\frac{220}{\sqrt{3}} - 105{,}6)^2 = 2{,}96 \text{ кВт/км};$$

При плохой погоде:

$$\Delta P_{кор} = \frac{0{,}18}{0{,}9} \cdot \sqrt{\frac{8{,}75}{7000}} \cdot (\frac{220}{\sqrt{3}} - 76{,}02)^2 = 18{,}5 \text{ кВт/км}.$$

Потеря мощности в линии при хорошей погоде:

$$\Delta P_к = \Delta P_{кор} \cdot l = 2{,}96 \cdot 130 = 384{,}8 \text{ кВт}.$$

Из расчета видно, что применение провода АС-150/34 ($d_{пр}$=17,5 мм) при напряжении 220 кВ недопустимо из-за большой потери мощности, которая должна отсутствовать при хорошей погоде.

Погонная емкостная проводимость линии

$$b_0 = \frac{7{,}58}{\lg\frac{D_{ср}}{r_Э}} 10^{-6} = \frac{7{,}58}{\lg\frac{7000}{8{,}75}} 10^{-6} = 2{,}61 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Реактивная мощность, генерируемая линией:

$Q_c = U^2 \cdot b_0 \cdot l = 220^2 \cdot 2{,}61 \cdot 10^{-6} \cdot 130 = 16{,}422$ Мвар.

Задание 5

Определить как изменится полное сопротивление воздушной ЛЭП напряжением 220 кВ, выполненной проводом АСК-240/56, при горизонтальном расположении проводов с расстоянием 8 м, если: а0 провода расположить в вершинах равностороннего треугольника; б) линию заменить ЛЭП постоянного тока.

Решение

а) Погонное сопротивление линии $r_0 = 0{,}122$ Ом/км. Чтобы рассчитать ее погонное индуктивное сопротивление, по формуле (1.6) определим среднегеометрическое расстояние между проводами линии, расположенным горизонтально:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}} = \sqrt[3]{DD2D} = \sqrt[3]{2}D = 1{,}26 \cdot 8 = 10 \text{ м.}$$

Диаметр провода АСК- 240/39 $d_{пр}$=22,4 мм.

Тогда

$$X_0 = 0{,}144 \cdot \lg \frac{D_{СР}}{r_Э} + 0{,}0157 = 0{,}144 \cdot \lg \frac{10000}{11{,}2} + 0{,}0157 = 0{,}441 \text{ Ом/км.}$$

Полное погонное сопротивление линии:

$$z_0 = \sqrt{r_0^2 + x_0^2} = \sqrt{0{,}122^2 + 0{,}441^2} = 0{,}457 \text{ Ом/км.}$$

При расположении проводов в вершинах равностороннего треугольника $D_{ср} = D = 8000$ мм, так что

$$X_0 = 00{,}144 \cdot \lg \frac{8000}{11{,}2} + 0{,}0157 = 0{,}427 \text{ Ом/км,}$$

И полное погонное сопротивление линии:

$$z_0 = \sqrt{0{,}122^2 + 0{,}427^2} = 0{,}443 \text{ Ом/км.}$$

Следовательно, полное сопротивление лини при горизонтальном расположении проводов, в которой осуществлена транспозиция, по

сравнению с линией, провода которой расположены в вершинах равностороннего треугольника, будет:

$$\frac{0{,}457 - 0{,}443}{0{,}443} = 3{,}16\ \%,$$

т.е. увеличится на 3,16 %.

б) При питании линии постоянным током ее полное погонное сопротивление будет равно погонному активному сопротивлению:

$$r_0 = \frac{\rho}{\mathrm{F}} = \frac{28{,}9}{240} = 0{,}12\ \text{Ом/км}.$$

Таким образом, погонное активное сопротивление линии постоянного тока будет меньше полного погонного сопротивления линии переменного тока в 3.8 раз.

Задачи для самостоятельного решения

1. Каждая фаза ЛЭП напряжением 220 кВ длиной 160+10×n *(где n-последняя цифра номера зачётной книжки)* км выполнена тремя проводами АСК-330, расположенными в вершинах равностороннего треугольника с длинной дистанционной распорки а=400 мм. Провода линии подвешенны горизонтально на расстоянии 11 м один от другого. Определить параметры схемы замещения линии. Погонное индуктивное сопротивление линии сравнить с индуктивными сопротивлением линии с нерасщепленными проводами, если диаметр каждого из проводов АСК-330 равен 25,2 мм.

Последняя цифра зачётной книжки	Номер задачи для решения
0	2, 12
1	3, 13
2	4, 14
3	5, 15
4	6, 2
5	7, 3
6	8, 4
7	9, 5
8	10, 6
9	11, 7

2. Составить схему замещения воздушной ЛЭП напряжением 750 кВ, выполненной расщепленными проводами 4×АСК-500 длиной 750 км, если $D_{ср}$ =20 м, $a_{ср}$ = 600 мм. Рассчитать параметры схемы замещения, разбив линию на три участка длиной по 250 км каждый. Принять δ =1.

3. Определить параметры ЛЭП напряжением 330 кВ длиной 270 км, выполненной расщепленным проводом АСК-2×400/93 при расстоянии между проводами одной фазы 400 мм и расстоянии между фазными проводами 11 м. Найти мощность, генерируемую линией, а также потерю активной мощности на корону при тумане (δ = 0,95).

4. Линия электропередачи напряжением 330 кВ, выполненная проводом АСКП-240/56, имеет длину 120 км. Провода линии подвешены в вершинах равностороннего треугольника на расстоянии 8 м один от другого. Составить схему замещения и рассчитать ее параметры. Рассчитать также реактивную мощность, генерируемую линией, и потерю активной мощности в проводимости линии.

5. Составить схему замещения ЛЭП напряжением 110 кВ, выполненной проводом АСКС-95 протяженностью 85 км, и рассчитать параметры схемы.

Провода линии расположены горизонтально на расстоянии 5 м один от другого.

6. Определить активное сопротивление ЛЭП напряжением 110 кВ, выполненной проводом АС-120 протяженностью 70 км, при температуре 0 и -40 °С.

7. Линия электропередачи напряжением 110 кВ, выполненная проводом АСК-95, имеет полное сопротивление $Z_л$= 15,51 Ом. Определить длину линии, если $D_{ср}$ = 5 см.

8. Электроэнергия прн номинальном напряжении 110 кВ от подстанции завода передается в цех по кабелю АСБ-3×120. Как изменится сопротивление ЛЭП, если она будет заменена на воздушную линию, выполненную проводом АС-120? Длина линии 3 км, $D_{ср}$ = 2 м.

9. Определить, как изменится сопротивление ЛЭП напряжением 10 кВ, выполненной проводом АС-35, при изменении температуры от +20 до -40 °С. Длина линии 2 км, провода расположены горизонтально иа расстоянии 2 м один от другого.

10. Определить сопротивления схемы замещения воздушной двухцепной ЛЭП длиной 15 км, выполненной проводом АС-70 при расстоянии между проводами линии 1 м, если линии работают параллельно. Взаимным влиянием линий, подвешенных к одной опоре, пренебречь.

11. Составить схему замещения ЛЭП напряжением 6 кВ, выполненной проводом АС-50 протяженностью 5 км, и определить параметры схемы. Провода линни расположены горизонтально на расстоянии 1,2 м один от другого.

12. Определить, на сколько процентов отличаются полные сопротивления схемы замещения ЛЭП напряжением 10 кВ длиной 5 км, выполненной кабелем с алюминиевыми жилами сечением 50 мм^2, от параметров схемы замещения этой же линии, выполненной кабелем с медными жилами. Рассчитать, сколько процентов составляют индуктивные сопротивления относительно активных сопротивлений обоих кабелей.

13. Определить погонное индуктивное сопротивление ЛЭП, вы-полненной проводом АС-95 со среднегеометрическим расстоянием ме-жду проводами 4 м, на частотах 25 и 100 Гц.

14. Определить, как будет изменяться полное сопротивление ЛЭП, выполненной проводом ПМС-70, при изменении тока нагрузки от 20 до 150 А. Длина линии 3 км, среднегеометрическое расстояние между ее проводами 1 м.

15. Воздушная ЛЭП выполнена стальными проводами с омедненной поверхностью ПМС/25 со среднегеометрическим расстоянием между ними 0,4. Определить, в каких пределах будет меняться полное сопротивление линии, если ток нагрузки изменяется в пределах от 5 до 30 А.

Вопросы к практическому занятию

1. Для каких целей используют схемы замещения?
2. Какова физическая сущность активного сопротивления ЛЭП? Как и в каком случае следует учитывать температуру провода?
3. Каков физический смысл индуктивного сопротивления воздушных и кабельных линий? Почему для линий одного исполнения и класса напряжения индуктивные сопротивления практически одинаковые, незначительно зависящие от сечения проводов и жил фаз? Какие характерные значения этих сопротивлений для ЛЭП различных напряжений?
4. Как определить удельные (на 1 км) активное и индуктивное сопротивления ВЛ, не используя справочников? Что для этого нужно знать? Приведите примеры графических зависимостей этих сопротивлений от площади сечения провода.
5. Чем обусловлена емкостная проводимость ЛЭП? Поясните, насколько существенна ее зависимость от сечения проводов и конструкции фаз ВЛ?
6. Почему у ВЛ традиционного исполнения индуктивное сопротивление на 1 км значительно больше, чем у кабельных ЛЭП? С помощью каких изменений конструкции фаз и опор можно уменьшить индуктивное сопротивление ВЛ?
7. Зачем выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов?
8. В чем заключается явление коронирования? Какие условия необходимы для возникновения коронного разряда?
9. Почему потери мощности на коронирование резко возрастают при плохой погоде?
10. Какие меры принимают для снижения потерь на корону при проектировании и эксплуатации ВЛ?
11. От чего зависит активная проводимость кабельных линий? Чем определяется качество изоляции линий?

12. Какие физические явления отражаются наличием в схеме замещения ВЛ и КЛ активной проводимости?
13. Сравните индуктивные сопротивления и емкостные токи воздушных и кабельных линий. Где они больше? Почему?
14. Почему ЛЭП являются источниками зарядной (емкостной) мощности? Как зависит зарядная мощность от конструкции и номинального напряжения линии?
15. Как по параметрам схем замещения ВЛ местных и районных сетей определить протяженность линий? Как это сделать, зная суммарную емкостную (зарядную) мощность ВЛ? Каковы средние значения погонных реактивных параметров ВЛ с нерасщепленной фазой?
16. Что является главной изоляцией воздушных и кабельных линий?
17. Для чего применяют расщепление фаз ВЛ?
18. На какое число проводов расщепляют фазы ВЛ 330—1150 кВ? Известны ли вам ВЛ с расщепленными фазами более низкого номинального напряжения?
19. Чем определяется величина эквивалентного радиуса расщепленной фазы?
20. К каким изменениям погонных параметров ВЛ приводит расщепление ее фазы?
21. По каким внешним признакам можно определить номинальное напряжение ВЛ?
22. Какие схемы замещения ЛЭП именуются расчетными?
23. Какие элементы трехфазной ЛЭП которые учитываются в схеме замещения параметрами одной фазы или с учетом параметров и взаимного влияния трех фаз?
24. При каких длинах ВЛ и КЛ возможен отказ от учета распределености параметров для П-образной схемы замещения?
25. В чем состоит отличие схем замещения ЛЭП постоянного и переменного токов? Почему линии постоянного тока обладают

повышенной пропускной способностью?

26. Какое применение в электрических сетях находят стальные провода?
27. В каких случаях линии электропередачи считаются протяженными и необходимо учитывать равномерную распределенность их параметров?

Приложение 1. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1. Погонные активное r_0 и индуктивное x_0 сопротивления проводов и кабелей с медными алюминиевыми жилами, применяемых в сетях напряжением до 1000 В, Ом/км

Сечение жилы, мм^2	r_0					x_0			
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		Трехжильный кабель с бумажной изоляцией	Провода в трубах	Провода, проложенные открыто на расстоянии 20 см между ними	Воздушная ЛЭП
	Температура, °С								
	30	40	50	30	45				
1,5	12,300	12,800	13,300	—	—	0,1130	0,1260	0,374	—
2,5	7,400	7,700	8,000	12,500	13,300	0,1040	0,1160	0,358	—
4	4,630	4,810	5,000	7,810	8,340	0,0950	0,1070	0,343	—
6	3,090	3,200	3,340	5,210	5,560	0,0900	0,0990	0,330	—
10	1,850	1,920	2,000	3,120	3,330	0,0730	0,0970	0,307	—
16	1,160	1,200	1,250	1,950	2,080	0,0675	0,0947	0,293	0,354
25	0,740	0,770	0,800	1,250	1,330	0,0662	0,0912	0,278	0,339
35'	0,530	0,550	0,572	0,894	0,951	0,0637	0,0879	0,268	0,330
50	0,370	0,385	0,400	0,625	0,666	0,0625	0,0854	0,256	0,317
70	0,265	0,275	0,286	0,447	0,474	0,0612	0,0819	0,245	0,307
95	0,195	0,202	0,210	0,329	0,351	0,0602	0,0807	0,236	0,291
120	0,154	0,160	0,167	0,261	0,278	0,0600	0,0802	0,229	0,295

Примечание. Значения x_0, приведенные в графе «Провода в трубах», с точностью до 3—5 % применимы для кабелей с резиновой изоляцией.

Таблица 2. Расчетные данные сталеалюминиевых проводов марок АС, АСКО*, АСКП ** и АСК *** по ГОСТ 839—80

Номинальные сечения, мм^2 (алюминий/сталь)	Сопротивление постоянному току при 20 ºС, Ом/км не более	Сечение проводов, мм^2		Диаметр провода, мм	Номинальные сечении, мм^2 (алюминий/сталь)	Сопротивление постоянному току при 20 ºС, Ом/км не более	Сечение проводов, мм^2		Диаметр провода, мм
		алюминиевых	стальных				алюминиевых	стальных	
35/6,2	0,773	36,9	6,15	8,4	300/39	0,096	301	38,6	24,0
50/8	0,592	48,2	8,04	9,6	300/48	0,098	295	47,8	24,1
70/11	0,420	68,0	11,30	11,4	300/66	0,100	288	65,8	24,5
95/16	0,299	95,4	15,90	13,5	300/27	0,089	325	26,6	24,4
95/15	0,314	91,7	15,00	13,5	330/43	0,087	332	43,1	25,2
95/141	0,316	91,2	141,0	19,8	400/22	0,073	394	22,0	26,6
120/19	0,245	118	18,8	15,2	400/51	0,073	394	51,1	27,5
150/19	0,195	148	18,8	16,8	400/93	0,071	406	93,2	29,1
150/24	0,194	149	24,2	17,1	450/50	0,067	434	56,3	28,8
150/34	0,196	147	34,3	17,5	500/27	0,060	481	26,6	29,4
185/24	0,154	187	24,2	18,9	500/64	0,059	490	63,5	30,6
185/29	0,159	181	29,0	18,8	500/336	0,059	490	336,0	37,5
185/43	0,156	185	43,1	19,6	550/71	0,053	549	71,2	32,4
185/128	0,155	187	128,0	23,1	600/72	0,050	580	72,2	33,2
205/27	0,140	205	26,6	19,8	650/79	0,046	634	78,9	34,7
240/32	0,118	244	31,7	21,6	700/86	0,042	687	85,9	36,2
240/39	0,122	236	38,6	21,6	750/93	0,039	748	93,2	37,7
240/56	0,120	241	56,3	22,4	800/105	0,035	821	105,0	39,7

* Соответствует проводу АС, но межпроволочное пространство стального сердечника, включая наружную поверхность, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости.

** Соответствует проводу АС, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости,

*** То же, что и АС, но стальной сердечник изолирован двумя лентами из полиэтилтерефталатной пленки.

Таблица 3. Погонное индуктивное сопротивление проводов, Ом/км

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	Сечение проводов, мм^2								
	16	25	35	50	70	95	120	150	185
0,4	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—
0,6	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280
0,8	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298
1,0	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313
1,25	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327
1,5	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338
2,0	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357
2,5	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371
3,0	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382
3,5	—	—	0,445	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,384
4,0	—	—	—	—	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400
4,5	—	—	—	—	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407
5,0	—	—	—	—	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414
5,5	—	—	—	—	—	—	0,431	0,426	0,420

Таблица 4. Погонные активное r_0, и индуктивное x_0 сопротивления стальных многопроволочных проводов, Ом/км

Ток, А	r_0					x_0				
	ПМС-25, ПС-25	ПМС-35, ПС-35	ПМС-50, ПС-50	ПМС-70, ПС-70	ПМС-95, ПС-95	ПМС-25, ПС-25	ПМС-35, ПС-35	ПМС-50, ПС-50	ПМС-70, ПС-70	ПМС-95, ПС-95
1	5,25	3,66	2,75	1,70	1,55	0,54	0,33	0,23	0,16	0,08
1,5	5,25	3,66	2,75	1,70	1,55	0,55	0,33	0,23	0,16	0,08
2	5,27	3,66	2,75	1,70	1,55	0,55	0,35	0,24	0,17	0,08
3	5,28	3,67	2,75	1,70	1,55	0,56	0,36	0,25	0,17	0,08
4	5,30	3,69	2,75	1,70	1,55	0,59	0,37	0,25	0,18	0,08
5	5,32	3,70	2,75	1,70	1,55	0,63	0,40	0,46	0,18	0,08
6	5,35	3,71	2,75	1,70	1,55	0,67	0,42	0,27	0,19	0,08
7	5,37	3,73	2,75	1,70	1,55	0,70	0,45	0,27	0,19	0,08
8	5,40	3,75	2,76	1,70	1,55	0,77	0,48	0,28	0,20	0,08
9	5,45	3,77	2,77	1,70	1,55	0,84	0,51	0,29	0,20	0,08
10	5,50	3,80	2,78	1,70	1,55	0,93	0,55	0,30	0,21	0,08
15	5,97	4,02	2,80	1,70	1,55	1,33	0,75	0,35	0,23	0,08
20	6,70	4,40	2,85	1,72	1,55	1,63	1,04	0,42	0,25	0,09
25	6,97	4,89	2,95	1,74	1,55	1,91	1,32	0,49	0,27	0,09
30	7,10	5,21	3,10	1,77	1,56	2,01	1,56	0,59	0,30	0,09
35	7,10	5,36	3,25	1,79	1,56	2,06	1,64	0,69	0,33	0,09
40	7,02	5,35	3,40	1,83	1,57	2,09	1,69	0,80	0,37	0,10
50	6,85	5,25	3,61	1,93	1,58	2,07	1,72	1,00	0,45	0,11
60	6,70	5,13	3,69	2,07	1,58	2,00	1,70	1,10	0,55	0,13
70	6,60	5,00	3,73	2,21	1,61	1,90	1,64	1,14	0,65	0,15
80	6,50	4,89	3,70	2,77	1,63	1,79	1,57	1,15	0,70	0,17
90	6,40	4,78	3,68	2,29	1,67	1,73	1,50	1,14	0,72	0,20
100	6,32	4,71	3,65	2,33	1,71	1,67	1,43	1,13	0,73	0,22
150	—	4,47	3,50	2,38	1,87	—	1,27	0,95	0,73	0,34
200	—	—	—	2,19	1,88	—	—	—	0,69	0,35

Таблица 5. Погонное индуктивное сопротивление воздушных ЛЭП со стальными проводами, Ом/км

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	Марка проводов							
	ПСО-3,5	ПСО-4	ПСО-5	ПС-25 ПМС-25	ПС-35, ПМС-35	ПС-50, ПМС-50	ПС-70, ПМС-70	ПС-95, ПМС-95
0,4	0,341	0,332	0,318	0,311	0,290	0,281	—	—
0,6	0,368	0,359	0,345	0,336	0,317	0,308	0,295	—
0,8	0,384	0,375	0,361	0,354	0,333	0,324	0,311	0,303
1,0	0,398	0,389	0,375	0,368	0,347	0,338	0,325	0,317
1,25	—	0,403	0,389	0,381	0,361	0,352	0,339	0,331
1,5	—	0,414	0,400	0,393	0,372	0,363	0,350	0,342
2,0	—	—	—	0,412	0,391	0,382	0,369	0,361
2,5	—	—	—	0,426	0,405	0,396	0,383	0,375
3,0	—	—	—	0,437	0,416	0,406	0,394	0,386

Таблица 6. Расчетные данные на 1 км кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой

Сечение жилы, мм^2	Активное сопротивление жил, r_0 (Ом) при +20 ºС		Индуктивное сопротивление x_0 (Ом) и реактивная мощность q_0 (квар) при напряжении, кВ							
	медная	алюминиевых	6		10		20		35	
			x_0	q_0	x_0	q_0	x_0	q_0	x_0	q_0
10	1,840	3,100	0,110	2,3	—	—	—	—	—	—
16	1,150	1,940	0,102	2,6	0,113	5,9	—	—	—	—
25	0,740	1,240	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8	—	—
35	0,520	0,890	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6	—	—
50	0,370	0,620	0,083	5,2	0,090	11,7	0,119	31,8	—	—
70	0,260	0,443	0,080	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	20,0	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5	—	—	—	—

Таблица 7. Расчетные данные на 100 км воздушных ЛЭП напряжением 35— 150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Сечение жилы, мм^2	Активное сопротивление жил, r (Ом) при +20 ºС	Индуктивное сопротивление x (Ом), проводимость b (См·10^{-4}) и реактивная мощность q (Мвар) при напряжении, кВ							
		35		по			150		
		x	b	x	b	q	x	b	q
35	77,3	44,5	2,59	—	—	—	—	—	—
50	59,2	43,3	2,65	—	—	—	—	—	—
70	42,0	42,0	2,73	—	—	—	—	—	—
95	31,4	41,1	2,81	42,9	2,65	3,50	—	—	—
120	24,9	40,3	2,85	42,3	2,69	3,60	43,9	2,61	6,5
150	19,5	39,8	2,90	41,6	2,74	3,65	43,2	2,67	6,7
185	15,6	38,4	2,96	40,9	2,82	3,70	42,4	2,71	6,8
240	12,0	—	—	40,1	2,85	3,75	41,6	2,75	6,9

Таблица 8. Расчетные данные на 100 км воздушных ЛЭП напряжением 220—750 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Сечение жилы, мм^2	Число проводов в фазе	Активное сопротивление жил, *r* (Ом) при +20 ºС	Индуктивное сопротивление *x* (Ом), проводимость *b* (См·10^{-4}) и реактивная мощность *q* (Мвар) при напряжении, кВ											
			220			330			500			750		
			x	*b*	*q*	*x*	*b*	*q*	*x*	*b*	*q*	*x*	*b*	*q*
240	1	12,0	43,0	2,66	14,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	6,0	—	—	—	32,8	3,44	41,7	—	—	—	—	—	—
300	1	9,8	42,2	2,71	14,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	4(9	—	—	—	32,5	3,47	42,0	—	—	—	—	—	—
330	3	2,9	—	—	—	—	—	—	29,9	3,74	93,5	—	—	—
400	1	7,3	41,4	2,73	14,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	3,7	—	—	—	32,1	3,52	42,7	—	—	—	—	—	—
	3	2,4	—	—	—	—	—	—	29,8	3,76	94,0	—	—	—
	4	1,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,0	3,99	224
500	1	5,9	41,0	2,79	14,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	3,0	—	—	—	31,8	3,55	43,0	—	—	—	—	—	—
	3	2,0	—	—	—	—	—	—	29,5	3,79	94,8	—	—	—
	4	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	27,9	4,00	225

Таблица 9, Потери на корону в воздушных ЛЭП напряжением 220—900 кВ

Сечение жилы, мм^2	Число проводов в фазе	Напряженность поля, кВ/см	$\Delta Э_{max}$, кВт·ч/км	$\Delta Э_{min}$, кВт·ч/км	ΔP_{max}, кВт/км	ΔP_{min}, кВт/км
220 кВ ($a_{ср}$ = 40 см; $D_{ср}$ = 7 м)						
240	1	25,2	23 700	10 100	2,7	1,2
300	1	23,5	17 600	7250	2,0	0,8
400	1	20,7	9150	3330	1,0	0,4
500	1	19,0	6150	2390	0,7	0,3
330 кВ ($a_{ср}$ = 40 см; $D_{ср}$ = 11 м)						
240	2	25,7	55 000	23 700	6,3	2,7
300	2	23,9	40 100	16 400	4,6	1,9
400	2	21,2	22 200	8600	2,5	1,0
500	2	19,3	13 700	4780	1,6	0,5
550 кВ ($a_{ср}$ = 40 см; $D_{ср}$ = 14 м)						
330	3	25,4	101 000	73 200	11,5	4,9
400	3	24,0	107 000	46 000	12,2	5,2
600	3	21,8	65 600	26 600	7,5	3,0

Практическое занятие 3

Выбор и расчет параметров схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов

Теоретическая часть

На подстанциях электрической сети устанавливаются двух- и трёхобмоточные трансформаторы, трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения (НН) и автотрансформаторы.

Электропромышленность выпускает большое число типоразмеров силовых трехфазных и однофазных трансформаторов, различаемых по мощности, номинальному напряжению, числу обмоток и способу охлаждения. Тип трансформатора имеет условное обозначение, по которому можно определить количество фаз, систему охлаждения, число обмоток, наличие регулировочного устройства, грозоупорность изоляции трансформатора, номинальную мощность и класс напряжения обмотки ВН.

Буквенные обозначения трансформаторов: ТМ, ТС, ТСЗ, ТД, ТДЦ, ТМН ТДН, ТЦ, ТДГ, ТДЦГ, ОЦ, ОДГ, ОДЦГ, АТДЦТНГ, АОТДЦН и т. д. Первая буква обозначает число фаз (Т – трехфазный, О – однофазный); далее следует обозначение системы охлаждения: М – естественное масляное, т. е. естественная циркуляция масла; С – сухой трансформатор с естественным воздушным охлаждением открытого исполнения; Д – масляное с дутьем, т. е. с обдуванием бака при помощи вентилятора; Ц – принудительная циркуляция масла через водяной охладитель; ДЦ – принудительная циркуляция масла с дутьем. Буква Р после числа фаз в обозначении указывает, что обмотка низшего напряжения представлена двумя (тремя) обмотками (расщеплена). Наличие второй буквы Т означает, что трансформатор трехобмоточный, двухобмоточный специального обозначения не имеет. Следующие буквы указывают: Н – регулирование напряжения под нагрузкой (РПН), отсутствие-наличие переключения без возбуждения (ПБВ); Г – грозоуцорный. А – автотрансформатор (в начале

условного обозначения). За буквенными обозначениями идут номинальная мощность трансформатора (кВА) и через дробь – класс номинального напряжения обмотки ВН (кВ). В автотрансформаторах добавляют в виде дроби класс напряжения обмотки СН. Иногда указывают год начала выпуска трансформаторов данной конструкции.

Шкала номинальных мощностей трехфазных силовых трансформаторов и автотрансформаторов высоковольтных сетей построена так, чтобы существовали значения мощности, кратные десяти: 20, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 кВ*А и т. д. Некоторое исключение составляют мощности 32000,80000, 125000, 200000,500000 кВ*А.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы характеризуются следующими каталожными (паспортными) данными: $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $U_{ном}$ – номинальные междуфазовые (линейные) напряжения присоединяемых сетей; ΔP_K – потери активной мощности короткого замыкания, кВт; ΔP_X – потери активной мощности холостого хода, кВт; U_K – относительное значение напряжения короткого замыкания, %; I_X – относительное значение тока холостого хода, %.

Возможность регулирования и изменения напряжения определяется параметрами РПН и ПБВ. Их характеристики задаются в виде максимального числа положительных и отрицательных по отношению к основному выводу обмотки ВН или СН регулировочных ответвлений с указанием шага коэффициента трансформации $\Delta K_т$ в виде $\pm n x \Delta K_т$. Например, для РПН: ±6х1,5%; ±8х1,5%; ±10х1,5%; ± 9х1,78%; ±12х1%; для ПБВ: ±2х2,5%.

Номинальный коэффициент трансформации – отношение номинальных напряжении обмоток трансформатора:

$$k_{ном} = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}} \qquad (1)$$

Изменение коэффициента трансформации достигается изменением числа отпаек (витков) на одной из обмоток. Для трансформаторов с

регулированием напряжения, в частности РПН, коэффициент трансформации должен соответствовать реальному положению переключателя для его n-го ответвления:

$$k_T = \frac{U_{1ном} \pm n \cdot \frac{\Delta k_T}{100} \cdot U_{1ном}}{U_{2ном}} \qquad (2)$$

При расчетах режимов трехфазных электрических сетей с равномерной загрузкой фаз трансформаторы в расчетных схемах представляются схемой замещения для одной фазы.

Рассмотрим схему замещения силового трансформатора. Обмотки трансформатора расположены на общем магнитопроводе. Поэтому схема состоит из контуров первичной и вторичной обмоток, связанных взаимной индукцией (рисунок 1). Наличие магнитной связи между обмотками затрудняет исследование режимов работы трансформатора и электрической сети в целом. Поэтому в расчетах удобно эту связь заменить на электрическую. В этом случае анализ режимов упрощается и сводится к расчетам относительно простой электрической цепи.

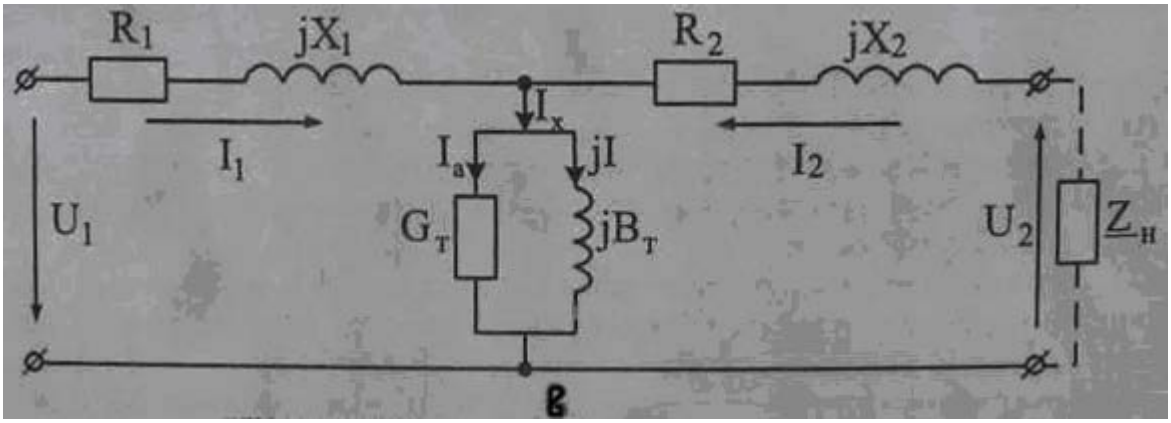


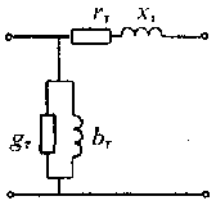
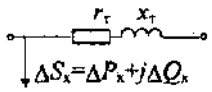
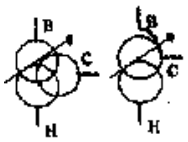
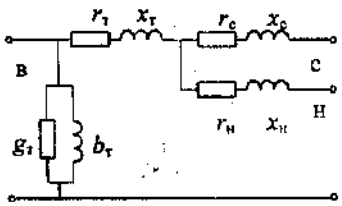
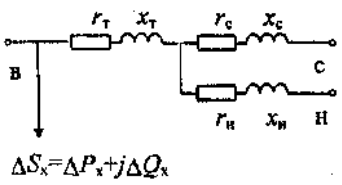
Рисунок 1– Т- образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Т- образная схема является наиболее точной схемой замещения двухобмоточного трансформатора. Схема имеет продольные и поперечные

элементы. Продольные элементы представлены активными и индуктивными сопротивлениями одной фазы первичной обмотки R_1 и X_1 и вторичной обмотки R'_2 и X'_2. Поперечная ветвь – ветвь намагничивания трансформатора, представлена в виде активной G_T и индуктивной $B_т$ проводимостей, определяющих активную I_a и реактивную I_μ слагающие намагничивающего тока I_X трансформатора. Активная слагающая тока обусловлена потерями мощности в стали трансформатора, реактивная определяет намагничивающий поток взаимоиндукции обмоток трансформатора.

Т-образная схема замещения неудобна для выполнения электрических расчетов сетей, поскольку даже при питании всего одной нагрузки через двухобмоточный трансформатор схема состоит из двух контуров. Поэтому при расчетах режимов электрических сетей двухобмоточные трансформаторы с достаточной точностью замещают более простыми Г-образными схемами замещения.

Таблица 1 – Г-образные схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов

Обозначение на однолинейных схемах	Класс напряжения, кВ	Схема замещения	Класс напряжения, кВ	Схема замещения
	330 и выше		220 и ниже	
	330 и выше			

В данных схемах ветвь намагничивания, в отличие от Т - образной схемы, обычно подключают с первичной стороны, т. е. с той, с которой трансформатор получает электроэнергию от источника (прямая схема): для понижающих трансформаторов – со стороны ВН, для повышающих трансформаторов – со стороны НН. Иногда для частичной компенсации погрешности, вносимой применением Г- образной схемы, а также при реверсивной работе электропередачи один из трансформаторов, например, понижающий, включают по прямой схеме, а второй – по обратной

Для двухобмоточного трансформатора применяется Г-образная схема замещения, показанная на рисунке 2, где $R_{TP} = r_1 + r_2^{'}$ – сумма активного сопротивления первичной обмотки и приведённого к ней активного сопротивления вторичной обмотки.

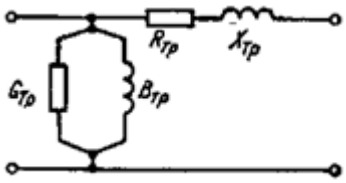


Рисунок 2 – Г-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Активное сопротивление трансформатора для одной фазы (Ом) определяется на основании его паспортных данных:

$$R_{TP} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2}{S_{HOM.TP}^2}, \qquad (3)$$

где ΔP_K – потери активной мощности в режиме короткого замыкания, МВт; U_{HOM} – номинальное напряжение основного вывода, кВ; $S_{HOM.TP}$ – номинальная мощность, МВА.

Реактивное (индуктивное) сопротивление трансформатора представляет собой сумму индуктивного сопротивления рассеяния

первичной обмотки и приведенного к ней индуктивного сопротивления вторичной обмотки. Рассчитывается оно (Ом) по формуле

$$X_{TP} = \frac{u_P \cdot U_{HOM}^2}{100 S_{HOM.TP}}, \tag{4}$$

где $u_P = \sqrt{u_K^2 - u_A^2}$ – падение напряжения на индуктивном сопротивлении трансформатора, % (u_K^2 – напряжение короткого замыкания, %); $u_A^2 = \sqrt{3} \cdot I_{HOM} \cdot R_{TP} \cdot 100 / U_{HOM} = \Delta P_K \cdot 100 / S_{HOM.TP}$ – падение напряжения на активном сопротивлении трансформатора, %.

В современных мощных трансформаторах $R_{TP} << X_{TP}$, поэтому падение напряжения на активном сопротивлении мало и им можно пренебречь. Тогда $u_P \approx u_K$ и в формулу (4) для мощных трансформаторов вместо u_P подставляется u_K.

Активная проводимость (См), обусловленная потерями активной мощности в стали трансформатора на гистерезис и вихревые токи, для одной фазы определяется по формуле

$$G_{TP} = \frac{\Delta P_X}{U_{HOM.TP}^2}, \tag{5}$$

где ΔP_X – потери активной мощности в режиме холостого хода, МВт.

Реактивная проводимость трансформатора (См), обусловленная основным магнитным потоком, находится так:

$$B_{TP} = \frac{\Delta Q_X}{U_{HOM.TP}^2}, \tag{6}$$

Здесь $\Delta Q_X = I_X \cdot S_{HOM.TP} / 100$ – потери реактивной мощности, Мвар, а I_X – ток холостого хода, отнесённый к номинальному току, выраженный в процентах.

Схема замещения трёхобмоточного трансформатора показана на рисунке 3. Согласно действующему стандарту соотношения между

мощностями отдельных обмоток ВН/СН/НН трёхобмоточных трансформаторов одинаковы.

Общее активное сопротивление обмоток трансформатора (Ом) определяется выражением

$$R_{ОБЩ} = \Delta P_K \cdot U^2_{НОМ.ТР} \big/ S^2_{НОМ.ТР} \qquad (7)$$

а активные сопротивления лучей звезды в схеме замещения трансформатора при равенстве мощностей обмоток составляют

$$R_{ТР1} = R_{ТР2} = R_{ТР3} = 0{,}5 \cdot R_{ОБЩ} \qquad (8)$$

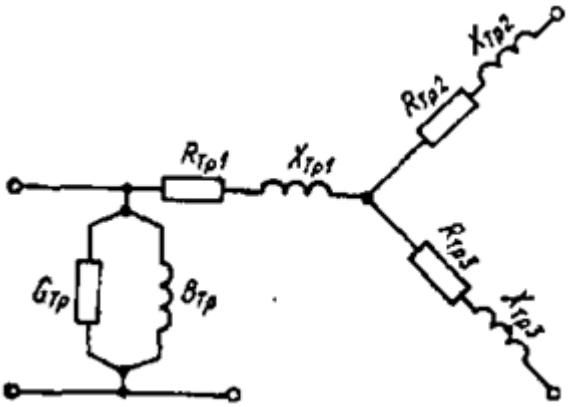


Рисунок 3 – Схема замещения трёхобмоточного трансформатора

Индуктивное сопротивление трёхобмоточного трансформатора рассчитывается по заданным значениям напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток, для чего вначале определяются напряжения замыкания обмоток:

$$\left.\begin{aligned} u_{K1} &= 0{,}5 \cdot \left(u_{K12} + u_{K13} - u_{K23}\right); \\ u_{K2} &= 0{,}5 \cdot \left(u_{K12} + u_{K23} - u_{K13}\right); \\ u_{K3} &= 0{,}5 \cdot \left(u_{K13} + u_{K23} - u_{K12}\right). \end{aligned}\right\} \qquad (9)$$

Поскольку в трёхобмоточных трансформаторах u_K очень мало, а u_P незначительно отличается от u_K, имеем $u_P \approx u_K$. С учетом этого реактивные сопротивления лучей звезды схемы замещения трёхобмоточного трансформатора в относительных единицах, представляющие собой

фиктивные величины и вводимые для удобства в расчётах, можно определить по формулам:

$$\left.\begin{aligned} &X_{TP1}=\frac{u_{K1}\cdot U^2_{HOM.TP1}}{100\cdot S_{HOM.TP}};\quad X_{TP2}=\frac{u_{K2}\cdot U^2_{HOM.TP1}}{100\cdot S_{HOM.TP}};\\ &X_{TP3}=\frac{u_{K3}\cdot U^2_{HOM.TP1}}{100\cdot S_{HOM.TP}}. \end{aligned}\right\} \qquad (10)$$

Индуктивное сопротивление средней обмотки благодаря взаимному влиянию соседних обмоток обычно близко к нулю либо имеет небольшое отрицательное значение, соответствующее емкостному сопротивлению и принимаемое при расчетах равным нулю.

Проводимости трёхобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам (5) и (6).

Трансформаторы с обмоткой НН, расщеплённой на две ветви с одинаковым или разным (соседних классов) напряжением, имеют мощность в каждой ветви, равную 50 % номинальной мощности трансформатора, определяемой мощностью обмотки высшего напряжения (ВН). Разница между трёхобмоточными трансформаторами и трансформаторами с расщепленной обмоткой заключается в следующем: у первых суммарная мощность обмоток вторичных напряжений всегда больше мощности обмотки ВН (у этих трансформаторов мощности всех трёх обмоток одинаковы); у вторых мощности обмоток НН в сумме равны мощности обмотки ВН.

Трансформаторы с расщепленной на две одинаковые ветви обмоткой НН могут работать как с соединением этих ветвей параллельно, так и без такого соединения, т.е. с раздельным включением ветвей. В первом случае трансформатор будет работать как обычный двухобмоточный и параметры его схемы замещения определяются по формулам (3) – (6) с учётом приводимого в каталогах напряжения короткого замыкания u_{K2}.

Трёхобмоточные автотрансформаторы, отличительной особенностью которых является наличие электрической связи между

обмотками ВН и СН (среднего напряжения), применяются в сетях напряжением 150 кВ и выше. В этих трансформаторах мощности обмоток ВН и СН одинаковы, а мощность обмотки НН меньше мощности обмотки ВН.

Автотрансформатор характеризуется *номинальной мощностью* $S_{НОМ.ТР1}$ и *типовой мощностью* S_T, на которую рассчитывается последовательная обмотка; при этом

$$S_T = \alpha \cdot S_{НОМ.ТР1}, \tag{11}$$

где $\alpha = 1 - U_{СН} / U_{ВН}$.

Схема замещения трёхобмоточного автотрансформатора, как и трёхобмоточного трансформатора, представляется трёхлучевой звездой (рисунок 3). Активные сопротивления и проводимость обмоток автотрансформаторов обычно не учитываются, но при необходимости их можно рассчитать, зная потери ΔP_X и ΔP_K.

В каталогах чаще всего бывают заданы потери мощности в обмотках ВН и СН в режиме короткого замыкания (ΔP_{K12}), отнесённые к номинальной мощности автотрансформатора. Тогда *общее активное сопротивление* его обмоток

$$R_{ОБЩ} = 10^3 \cdot \Delta P_{K12} \cdot U^2_{НОМ.ТР1} / S_{НОМ.ТР1} \tag{12}$$

а активные сопротивления обмоток ВН и СН (поскольку их мощности одинаковы)

$$R_{ТР1} = R_{ТР2} = 0{,}5 \cdot R_{ОБЩ}. \tag{13}$$

Активное сопротивление обмотки НН, мощность которой меньше мощности обмотки ВН, находится из соотношения

$$\frac{R_{ТР3}}{R_{ТР1}} = \frac{S_{НОМ.ТР1}}{S_{НОМ.ТР3}},$$

Откуда

$$R_{ТР3} = R_{ТР1} \cdot S_{НОМ.ТР1} / S_{НОМ.ТР3}. \tag{14}$$

В каталогах мощность этой обмотки указывается в процентах мощности обмотки ВН, которая принимается равной 100%; поэтому в формулу (14) мощности $S_{НОМ.ТР3}$ подставляются в процентах.

В некоторых случаях бывают заданы значения потерь мощности в режиме короткого замыкания между парами обмоток $\Delta P_{K(B-C)} = \Delta P_{K12}$; $\Delta P'_{K(B-H)} = \Delta P'_{K13}$; $\Delta P'_{K(C-H)} = \Delta P'_{K23}$, причем одно из них ($\Delta P_{K12}$) относят к номинальной мощности автотрансформатора, а два других ($\Delta P`_{K13}$ и $\Delta P`_{K23}$) – к номинальной мощности менее мощной его обмотки. Но так как чаще всего обмотка НН рассчитывается на мощность, равную типовой, эти значения в ряде случаев относят к типовой мощности автотрансформатора.

При определении активных сопротивлений схемы замещения, отнесенных к ВН, значения потерь мощности в режиме короткого замыкания должны быть приведены к номинальной мощности автотрансформатора:

$$\Delta P_{31} = \Delta P'_{K31} \big/ \alpha^2 ;\ \Delta P_{23} = \Delta P'_{K23} \big/ \alpha^2 . \qquad (15)$$

Зная потери мощности в режиме короткого замыкания между обмотками автотрансформатора, можно рассчитать эти потери в каждой из обмоток:

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_{K1} &= 0{,}5 \cdot \left(\Delta P_{K12} + \Delta P_{K13} - \Delta P_{K23}\right); \\ \Delta P_{K2} &= 0{,}5 \cdot \left(\Delta P_{K12} + \Delta P_{K23} - \Delta P_{K31}\right); \\ \Delta P_{K3} &= 0{,}5 \cdot \left(\Delta P_{K23} + \Delta P_{K31} - \Delta P_{K12}\right). \end{aligned}\right\} \qquad (16)$$

а затем найти значения активных сопротивлений обмоток:

$$\left.\begin{aligned} &R_{TP1} = \frac{\Delta P_{K1} \cdot U^2_{НОМ1}}{S^2_{НОМ.ТР1}};\ R_{TP2} = \frac{\Delta P_{K2} \cdot U^2_{НОМ1}}{S^2_{НОМ.ТР1}}; \\ &R_{TP3} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U^2_{НОМ1}}{S^2_{НОМ.ТР1}}. \end{aligned}\right\} \qquad (17)$$

Чаще всего активные сопротивления автотрансформатора не учитываются, и тогда $u_P \approx u_K$.

В случае, если напряжение короткого замыкания $u_{K(B-C)} = u_{K12}$ отнесено к номинальной мощности автотрансформатора $S_{HOM.TP1}$, а напряжения $u`_{K(B-H)} = u`_{K13}$ и $u`_{K(C-H)} = u`_{K23}$ – к мощности обмотки НН ($S_{HOM.TP3}$), напряжения короткого замыкания $u`_{K13}$ и $u`_{K23}$ предварительно должны быть приведены к номинальной мощности автотрансформатора:

$$u_{K13} = u'_{K13}/\alpha;\ u_{K23} = u'_{K23}/\alpha. \qquad (1.18)$$

По формулам (9) определяются напряжения u_{K1}, u_{K2}, u_{K3}, а по формулам (10) – реактивные сопротивления X_{TP1}, X_{TP2}, X_{TP3}.

Проводимости автотрансформатора рассчитываются по формулам (5) и (6).

В случае применения однофазных трансформаторов, соединенных в трехфазную группу, значения R_{TP} и X_{TP} рассчитываются по тем же формулам, что и для трёхфазных трансформаторов, но в них необходимо подставлять фазные напряжения и номинальную мощность фазы.

Сопротивления и проводимости трансформаторов и автотрансформаторов могут быть отнесены не только к номинальному напряжению обмотки ВН, но и к номинальным напряжениям других обмоток в зависимости от того, какое из них принимается за расчетное напряжение сети.

Примеры решения задач

Задача 1

Определить параметры схемы замещения трёхфазного двухобмоточного трансформатора типа ТМН-6300/35.

Решение:

По таблице 3 приложения 1 устанавливаем технические данные трансформатора: $S_{НОМ.ТР} = 6300\,\text{кВА}$; $U_{НОМ} = 35\,\text{кВ}$; $\Delta P_K = 46{,}5\,\text{кВт}$; $u_K = 7{,}5\,\%$; $\Delta P_X = 9{,}4\,\text{кВт}$; $I_X = 0{,}9\,\%$.

Активное сопротивление обмоток трансформатора

$$R_{ТР} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ1}^2}{S_{НОМ.ТР}^2} = \frac{46{,}5 \cdot 10^{-3} 35^2}{6{,}3^2} = 1{,}4 \text{ Ом.}$$

Для определения индуктивного сопротивления найдем значение u_P:

$$u_A = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ.ТР}} \cdot 100 = \frac{46{,}5}{6300} \cdot 100 = 0{,}738\ \%;$$

$$u_P = \sqrt{u_K^2 - u_A^2} = \sqrt{7{,}5^2 - 0{,}738^2} = 7{,}46\ \%.$$

Следовательно, поскольку $u_P = 7{,}46\%$ незначительно отличается от $u_K = 7{,}5\%$, при расчете $X_{ТР}$ в формулу (4) вместо u_P можно подставлять значение u_K.

Индуктивное сопротивление обмоток трансформатора

$$X_{ТР} = \frac{u_K \cdot U_{НОМ1}^2}{100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{7{,}5 \cdot 35^2}{100 \cdot 6{,}3} = 14{,}5\,\text{Ом.}$$

Активная проводимость трансформатора

$$G_{ТР} = \frac{\Delta P_X}{U_{НОМ1}^2} = \frac{9{,}4 \cdot 10^{-3}}{35^2} = 7{,}7 \cdot 10^{-6}\,\text{См.}$$

Реактивная проводимость трансформатора

$$B_{ТР} = \frac{\Delta Q_X}{U_{НОМ1}^2} = \frac{I_X \cdot S_{НОМ.ТР}}{U_{НОМ1}^2 \cdot 100} = \frac{0{,}9 \cdot 6300 \cdot 10^{-3}}{35^2 \cdot 100} = 0{,}463 \cdot 10^{-5}\,\text{См.}$$

Задача 2

Определить сопротивления и проводимости трехфазного повышающего трансформатора мощностью 80000 кВА с коэффициентом

трансформации по основному выводу 121/6,3 кВ и трехфазного понижающего трансформатора такой же мощности с коэффициентом трансформации по основному выводу 110/6,6 кВ.

Решение:

По таблице 5 приложения 1 устанавливаем технические данные как для повышающего, так и для понижающего трансформатора мощностью 80 000 кВА: $\Delta P_K = 315$ кВт; $\Delta P_X = 70$ кВт; $u_K = 10{,}5\,\%$; $I_X = 0{,}6\%$.

Определяем параметры трансформаторов по высшему и низшему напряжениям. Активные сопротивления рассчитываем по формуле (3):

а) для повышающего трансформатора

$$R_{TP1} = \frac{0{,}315 \cdot 121^2}{80^2} = 0{,}72 \text{ Ом}; \; R'_{TP1} = \frac{0{,}315 \cdot 6{,}3^2}{80^2} = 0{,}00195 \text{ Ом};$$

б) для понижающего трансформатора

$$R_{TP2} = \frac{0{,}315 \cdot 110^2}{80^2} = 0{,}596 \text{ Ом}; \; R'_{TP2} = \frac{0{,}315 \cdot 6{,}6^2}{80^2} = 0{,}00214 \text{ Ом}.$$

Индуктивные сопротивления рассчитываем по формуле (4):

а) для повышающего трансформатора

$$X_{TP1} = \frac{10{,}5 \cdot 121^2}{100 \cdot 80} = 19{,}2 \text{ Ом}; \; X'_{TP1} = \frac{10{,}5 \cdot 6{,}3^2}{100 \cdot 80} = 0{,}052 \text{ Ом};$$

б) для понижающего трансформатора

$$X_{TP2} = \frac{10{,}5 \cdot 110^2}{100 \cdot 80} = 15{,}9 \text{ Ом}; \; X'_{TP2} = \frac{10{,}5 \cdot 6{,}6^2}{100 * 80} = 0{,}057 \text{ Ом}.$$

Активные проводимости рассчитываем по формуле (5):

а) для повышающего трансформатора

$$G_{TP1} = \frac{70 \cdot 10^{-3}}{121^2} = 4{,}78 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \; G'_{TP1} = \frac{70 \cdot 10^{-3}}{6{,}3^2} = 1{,}76 \cdot 10^{-3} \text{ См};$$

б) для понижающего трансформатора

$$G_{TP2} = \frac{70 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 5{,}8 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \; G'_{TP2} = \frac{70 \cdot 10^{-3}}{6{,}6^2} = 1{,}6 \cdot 10^{-3} \text{ См}.$$

Реактивные проводимости рассчитываем по формуле (6):

а) для повышающего трансформатора

$$B_{TP1} = \frac{0{,}6 \cdot 80}{121^2 \cdot 100} = 33 \cdot 10^{-6} \text{См};$$

$$B'_{TP1} = \frac{0{,}6 \cdot 80}{6{,}3^2 \cdot 100} = 1{,}2 \cdot 10^{-2} \text{См};$$

б) для понижающего трансформатора

$$B_{TP2} = \frac{0{,}6 \cdot 80}{110^2 \cdot 100} = 39 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B'_{TP2} = \frac{0{,}6 \cdot 80}{6{,}6^2 \cdot 100} = 1{,}1 \cdot 10^{-2} \text{ См}.$$

Задача 3

Определить параметры схемы замещения двухобмоточного трансформатора типа ТМ-1000/10 для обоих номинальных напряжений.

Решение:

По таблице 1 приложения 1 устанавливаем технические данные трансформатора: $S_{НОМ} = 1000$ кВА; $U_{НОМ1} = 10$ кВ; $U_{НОМ2} = 0{,}4$ кВ; $\Delta P_X = 2{,}1$ кВт; $\Delta P_K = 11$ кВт; $I_X = 1{,}4\%$; $u_K = 5{,}5\%$.

Активные сопротивления обмоток:

$$R_{TP} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ1}^2}{S_{НОМ.ТР}^2} = \frac{11 \cdot 10^{-3} \cdot 10^2}{1^2} = 1{,}1 \text{ Ом};$$

$$R'_{TP} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ2}^2}{S_{НОМ.ТР}^2} = \frac{11 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}4^2}{1^2} = 0{,}00176 \text{ Ом}.$$

Индуктивные сопротивления обмоток определяем по формуле (4), вычислив предварительно падение напряжения на активном сопротивлении:

$$u_A = \frac{S_{НОМ.ТР} \cdot R_{ТР}}{U_{НОМ1}^2} \cdot 100 = \frac{1 \cdot 1{,}1}{10^2} \cdot 100 = 1{,}1\ \%.$$

Следовательно,

$$u_P = \sqrt{u_K^2 - u_A^2} = \sqrt{5{,}5^2 - 1{,}1^2} = 5{,}39\ \%.$$

Тогда индуктивные сопротивления обмоток:

$$X_{ТР} = \frac{u_P \cdot U_{НОМ1}^2}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{5{,}39 \cdot 10^2}{100 \cdot 1} = 5{,}39\ \text{Ом};$$

$$X'_{ТР} = \frac{5{,}39 \cdot 0{,}4^2}{100 \cdot 1} = 0{,}0086\ \text{Ом},$$

а активные проводимости:

$$G_{ТР} = \frac{\Delta P_X}{U_{НОМ1}^2} = \frac{2{,}1 \cdot 10^{-3}}{10^2} = 2{,}1 \cdot 10^{-5}\ \text{См};$$

$$G'_{ТР} = \frac{2{,}1 \cdot 10^{-3}}{0{,}4^2} = 13{,}1 \cdot 10^{-3}\ \text{См}.$$

Реактивные проводимости обмоток:

$$B_{ТР} = \frac{I_X \cdot S_{НОМ.ТР}}{U_{НОМ1}^2 \cdot 100} = \frac{1{,}4 \cdot 1}{10^2 \cdot 100} = 1{,}4 \cdot 10^{-4}\ \text{См};$$

$$B'_{ТР} = \frac{1{,}4 \cdot 1}{0{,}4^2 \cdot 100} = 8{,}75 \cdot 10^{-2}\ \text{См}.$$

Задача 4.

Определить параметры схемы замещения двухобмоточного трансформатора типа ТРДЦН-100000/220 с расщепленной вторичной обмоткой для обоих номинальных напряжений.

Решение:

По таблице 9 приложения 1 устанавливаем технические данные трансформатора: $S_{НОМ} = 100000$ кВА; $U_{НОМ1} = 230$ кВ; $U_{НОМ2} = 11$ кВ; $\Delta P_K = 360$ кВт; $\Delta P_X = 115$ кВт; $I_X = 0{,}7\,\%$; $u_K = 12\,\%$.

Активные сопротивления обмоток:

$$R_{ТР} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ1}^2}{S_{НОМ.ТР}^2} = \frac{360 \cdot 10^{-3} \cdot 230^2 \cdot}{100^2} = 1{,}9 \text{ Ом};$$

$$R_{ТР}^{'} = \frac{360 \cdot 10^{-3} \cdot 11^2}{100^2} = 0{,}004 \text{ Ом},$$

а индуктивные сопротивления:

$$X_{ТР} = \frac{u_K \cdot U_{НОМ1}^2}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{12 \cdot 230^2 \cdot}{100 \cdot 100} = 63 \text{ Ом};$$

$$X_{ТР}^{'} = \frac{12 \cdot 11^2}{100 \cdot 100} = 0{,}14 \text{ Ом}.$$

Поскольку вторичная обмотка трансформатора расщеплена, индуктивные сопротивления каждой ветви будут в два раза больше:

индуктивные сопротивления обмоток НН, отнесенные к ВН,

$$X_{ТР}^{'} = X_{ТР}^{''} = 2 \cdot X_{ТР} = 2 \cdot 63 = 126 \text{ Ом};$$

индуктивные сопротивления обмоток, отнесенные к НН,

$$X_{ТР21}^{'} = X_{ТР21}^{''} = 2 \cdot X_{ТР}^{'} = 2 \cdot 0{,}14 = 0{,}28 \text{ Ом}.$$

Активные проводимости обмоток:

$$G_{ТР} = \frac{\Delta P_X}{U_{НОМ1}^2} = \frac{115 \cdot 10^{-3}}{230^2} = 2{,}2 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$G_{ТР}^{'} = \frac{115 \cdot 10^{-3}}{11^2} = 9{,}5 \cdot 10^{-4} \text{ См},$$

а реактивные проводимости:

$$B_{ТР} = \frac{I_X \cdot S_{НОМ.ТР}}{U_{НОМ1}^2 \cdot 100} = \frac{0{,}7 \cdot 100}{230^2 \cdot 100} = 13{,}2 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B_{TP} = \frac{0{,}7 \cdot 100}{11^2 \cdot 100} = 5{,}8 \cdot 10^{-3} \text{ См.}$$

Задача 5

Определить параметры трёхлучевой схемы замещения трехфазного трёхобмоточного трансформатора типа ТДТН-40000/220, отнесенные к ВН трансформатора.

Решение:

По таблице 10 приложения 1 устанавливаем технические данные трансформатора: $U_{НОМ1} = 230$ кВ; $S_{НОМ} = 40000$ кВА; $u_{K13} = 12{,}5\,\%$; $u_{K23} = 9{,}5\,\%$; $u_{K12} = 22\,\%$; $\Delta P_K = 240$ кВт; $\Delta P_X = 66$ кВт; $I_X = 1{,}1\%$; соотношения между мощностями обмоток 100/100/100.

Так как потери мощности короткого замыкания заданы одним значением для всего трансформатора, определим активное сопротивление:

$$R_{ОБЩ} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ1}^2 \cdot}{S_{НОМ.ТР}^2} = \frac{240 \cdot 10^{-3} \cdot 230^2}{40^2} = 7{,}94 \text{ Ом.}$$

Из заданного соотношения между мощностями обмоток находим, что активные сопротивления обмоток

$$R_{ТР1} = R_{ТР2} = R_{ТР3} = 0{,}5 \cdot R_{ОБЩ} = 0{,}5 \cdot 7{,}94 = 3{,}97 \text{ Ом.}$$

Напряжения короткого замыкания для лучей трехфазной схемы замещения будут:

$$u_{K1} = 0{,}5 \cdot \left(u_{K12} + u_{K13} - u_{K23}\right) = 0{,}5 \cdot \left(22 + 12{,}5 - 9{,}5\right) = 12{,}5\ \%;$$
$$u_{K2} = 0{,}5 \cdot \left(u_{K12} + u_{K23} - u_{K31}\right) = 0{,}5 \cdot \left(22 + 9{,}5 - 12{,}5\right) = 9{,}5\ \%;$$
$$u_{K3} = 0{,}5 \cdot \left(u_{K31} + u_{K23} - u_{K12}\right) = 0{,}5 \cdot \left(9{,}5 + 12{,}5 - 22\right) = 0.$$

Реактивные сопротивления лучей определяем по формуле (4):

$$X_{TP1} = \frac{12{,}5 \cdot 230^2}{100 \cdot 40} = 165 \text{ Ом;}$$

$$X_{TP2} = \frac{9{,}5 \cdot 230^2}{100 \cdot 40} = 126\,\text{Ом};$$

$$X_{TP3} = 0\,\text{Ом}.$$

Расчет показывает, что активными сопротивлениями в мощных трансформаторах можно пренебречь, так как они малы по сравнению с реактивными.

Активная проводимость трансформатора

$$G_{TP} = \frac{\Delta P_X}{U_{HOM1}^2} = \frac{66 \cdot 10^{-3}}{230^2} = 1{,}25 \cdot 10^{-6}\,\text{См}.$$

Реактивную проводимость определяем по реактивной мощности

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_{HOM.TP}}{100} = \frac{1{,}1 \cdot 40}{100} = 0{,}44\,\text{Мвар},$$

так что

$$B_{TP} = \frac{Q_X}{U_{HOM1}^2} = \frac{0{,}44}{230^2} = 8{,}3 \cdot 10^{-6}\,\text{См}.$$

Задача 6

Определить параметры схемы замещения трёхфазной группы трансформаторов мощностью 630000 кВА, состоящей из трёх однофазных двухобмоточных трансформаторов типа ОДЦ-210000/500.

Решение:

По таблице 13 приложения 1 устанавливаем технические данные трансформатора: $S_{HOM} = 210000\,\text{кВА}$; $U_{ном1} = 525/\sqrt{3}\,\text{кВ}$; $\Delta P_X = 372\,\text{кВт}$; $\Delta P_K = 630\,\text{кВт}$; $u_K = 13{,}2\,\%$; $\mathrm{I_X} = 2\%$.

Так как группа состоит из однофазных трансформаторов, то расчет сопротивлений можно производить по мощности одной фазы и фазному напряжению либо по полной мощности группы и линейному напряжению.

Активное сопротивление трансформатора

$$R_{TP} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM1}^2}{3 \cdot S_{HOM.TP}^2} = \frac{630 \cdot 10^{-3} \cdot 525^2}{3 \cdot 210^2} = 1{,}3\,\text{Ом},$$

а индуктивное сопротивление

$$X_{TP} = \frac{u_K \cdot U_{HOM.Ф1}^2}{100 \cdot S_{HOM.TP}} = \frac{13{,}2 \cdot \left(\frac{525}{\sqrt{3}}\right)^2}{100 \cdot 210} = 57{,}9\,\text{Ом}.$$

Потеря активной мощности в группе $3 \cdot \Delta P_X = 3 \cdot 372 = 1116\,\text{кВт}$, так что активная проводимость группы

$$G_{TP} = \frac{3 \cdot \Delta P_X}{U_{HOM1}^2} = \frac{3 \cdot 372 \cdot 10^{-3}}{525^2} = 4{,}05 \cdot 10^{-6}\ \text{См}.$$

Потеря реактивной мощности в группе

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot 3 \cdot S_{HOM.TP}}{100} = \frac{2 \cdot 3 \cdot 210}{100} = 12{,}6\,\text{Мвар}.$$

Тогда реактивная проводимость группы

$$B_{TP} = \frac{Q_X}{U_{HOM1}^2} = \frac{12{,}6}{525^2} = 45{,}7 \cdot 10^{-6}\,\text{См}.$$

Задача 7

Определить параметры схемы замещения автотрансформатора типа АТДЦТН-160000/220/110.

Решение:

По таблице 10 приложения 1 находим: $S_{HOM} = 160000\,\text{кВА}$; $U_{HOM1} = 230\,\text{кВ}$; $\Delta P_K = 380\,\text{кВт}$; $\Delta P_X = 100\,\text{кВт}$; $I_X = 0{,}5\%$; соотношение номинальных напряжений – 230/121/6,6; напряжения короткого замыкания: между обмотками ВН–СН–11%, ВН–НН–32%, СН–НН–20%.

Определяем напряжение короткого замыкания каждого из лучей схемы:

$$u_{K1} = 0{,}5 \cdot \left(u_{K12} + u_{K13} - u_{K23}\right) = 0{,}5 \cdot (11 + 32 - 20) = 11{,}5\ \%;$$
$$u_{K2} = 0{,}5 \cdot \left(u_{K12} + u_{K23} - u_{K31}\right) = 0{,}5 \cdot (11 + 20 - 32) = -0{,}5 \approx 0;$$
$$u_{K3} = 0{,}5 \cdot \left(u_{K31} + u_{K23} - u_{K12}\right) = 0{,}5 \cdot (32 + 20 - 11) = 20{,}5\ \%.$$

Тогда реактивные сопротивления лучей:

$$X_{TP1} = \frac{u_K \cdot U_{HOM1}^2}{100 \cdot S_{HOM.TP}} = \frac{11{,}5 \cdot 230^2}{100 \cdot 160} = 38\,\text{Ом};$$

$$X_{TP2} = 0\,\text{Ом};\ X_{TP3} = \frac{20{,}5 \cdot 230^2}{100 \cdot 160} = 68\,\text{Ом}.$$

Активное сопротивление обмоток автотрансформатора

$$R_{ОБЩ} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM1}^2}{S_{HOM.TP}^2} = \frac{320 \cdot 10^{-3} \cdot 230^2}{160^2} = 0{,}78\,\text{Ом},$$

что намного меньше индуктивных сопротивлений, и им в схеме замещения можно пренебречь.

Активная проводимость автотрансформатора

$$G_{TP} = \frac{\Delta P_X}{U_{HOM1}^2} = \frac{100 \cdot 10^{-3}}{230^2} = 1{,}9 \cdot 10^{-6}\,\text{См},$$

а реактивная проводимость

$$B_{TP} = \frac{I_X \cdot S_{HOM.TP}}{U_{HOM1}^2 \cdot 100} = \frac{0{,}5 \cdot 160}{230^2 \cdot 100} = 0{,}15 \cdot 10^{-6}\,\text{См}.$$

Задача 8

Составить схему замещения двух параллельно работающих трансформаторов типа ТДН-10000/110 (рисунок 4, а) и определить ее параметры.

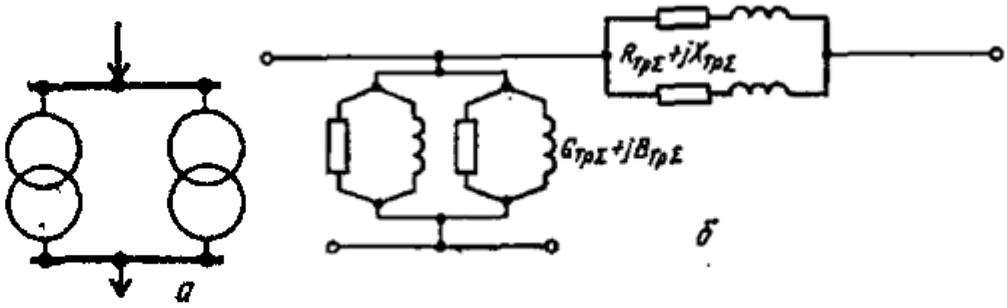


Рисунок 4 – Два параллельно работающих трансформатора

Решение:

По таблице 5 приложения 1 устанавливаем технические данные трансформатора: $S_{НОМ} = 10000$ кВА; $U_{НОМ1} = 115$ кВ; $\Delta P_K = 60$ кВт; $u_K = 10{,}5\,\%$; $\Delta P_X = 14$ кВт; $I_X = 0{,}9\,\%$.

Суммарное активное сопротивление трансформаторов

$$R_{TP\Sigma} = \frac{2 \cdot \Delta P_K \cdot U_{НОМ1}^2}{\left(2 \cdot S_{НОМ.ТР}^2\right)^2} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ1}^2}{2 \cdot S_{НОМ.ТР}^2} = \frac{60 \cdot 10^{-3} \cdot 115^2}{2 \cdot 10^2} = 4\,\text{Ом},$$

а суммарное индуктивное сопротивление

$$X_{TP\Sigma} = \frac{u_K \cdot U_{НОМ1}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{НОМ.ТР}} = \frac{10{,}5 \cdot 115^2}{2 \cdot 100 \cdot 100} = 69{,}4\,\text{Ом}.$$

Суммарная активная проводимость трансформаторов

$$G_{TP\Sigma} = \frac{2 \cdot \Delta P_X}{U_{НОМ1}^2} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2{,}1 \cdot 10^{-6}\ \text{См},$$

а суммарная реактивная проводимость

$$B_{TP\Sigma} = \frac{2 \cdot S_{НОМ.ТР} \cdot I_X}{U_{НОМ1}^2 \cdot 100} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 0{,}9}{115^2 \cdot 100} = 1{,}36 \cdot 10^{-5}\,\text{См}.$$

Схема замещения трансформаторов показана на рисунке 4, б.

Задачи для самостоятельного решения

Варианты к задачам для самостоятельного решения

Последняя цифра зачётной книжки	Тип трансформатора		
	Задача № 1	Задача № 2	Задача № 3
0	ТМ-1000/6	ТРДЦН-63000/110	ТМТН-6300/35
1	ТМ-1600/10	ТРДН-32000/110	ТМТН-10000/35
2	ТМ-2500/10	ТРДН-25000/110	ТМТН-16000/35
3	ТМН-6300/20	ТРДН-40000/110	ТДТН-16000/150
4	ТД-40000/35	ТРДН-63000/35	ТМТН-6300/110
5	ТДН-10000/35	ТРДН-40000/35	ТДТН-10000/110
6	ТДН-10000/110	ТРДН-40000/20	ТДТН-16000/110
7	ТДЦ-250000/110	ТРДН-32000/20	ТДТН-25000/110
8	ТМН-4000/110	ТРДЦН-63000/230	ТДТН-40000/110
9	ТДН-16000/110	ТРДЦН-80000/110	ТДТН-63000/110

1. Составить схему замещения трансформатора типа ТМН-4000/35 и определить её параметры для обоих номинальных напряжений, принимаемых поочередно за базисное.

2. Составить схему замещения трансформатора с расщепленными обмотками типа ТРДН-63000/150 и определить её параметры.

3. Составить схему замещения трехфазного трансформатора типа ТДЦТН-63000/220 и определить её параметры.

Задачи повышенного уровня

4. Определить, правильно ли подсчитано активное сопротивление трансформатора типа ТМН-6300/110 $R_{TP} = 16{,}6$ Ом, если потеря мощности в опыте при коротком замыкании $\Delta P_K = 50$ кВт.

5. Определить сопротивления повышающего и понижающего трехфазных двухобмоточных трансформаторов типов ТРДЦН-125000/330 и ТДЦ-125000/330 мощностью 125 МВА каждый, подключенных к ЛЭП напряжением 330 кВ. За базисное принять ВН трансформаторов.

6. Составить схему замещения автотрансформатора типа АТЦТН-250000/500/110 и определить её параметры, принимая за базисное ВН автотрансформатора.

7. Составить схему замещения двух параллельно работающих автотрансформаторов типа АТДТН-63000/220/110 (рисунок 5), обмотки ВН и СН которых включены параллельно, а обмотки НН – раздельно. Определить параметры схемы замещения.

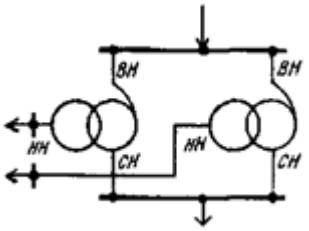


Рисунок 5 – Два параллельно работающих автотрансформатора

Приложение 1

ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

Таблица 1 – Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 6 и 10 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, кВА	Тип	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчётные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_k, % .	ΔP_K, кВт	ΔP_X, кВт	I_X, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	ΔQ_X, квар
			ВН	НН							
25	ТМ-25/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4	4,5; 4,7	0,60	0,135	3,2	34,6	54,8–58,2	0,80
	ТМ-25/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4	4,5; 4,7	0,69	0,135	3,2	110,4	152–161,6	0,80
40	ТМ-40/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4	4,5; 4,7	0,88; 1,26	0,190	3,0	19,8; 28,8	35,3-37,0	1,20
	ТМ-40/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4	4,5; 4,7	0,88; 1,26	0,190	3,0	55-80	86,1-98	1,20
63	ТМ-63/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4	4,5; 4,7	1,28; 1,47	0,255	2,8	11,6; 13,3	22,9–23,3	1,76
	ТМ-63/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4	4,5; 4,7	1,28; 1,47	0,255	2,8	32,2; 37,0	63,6–64,7	1,76
100	ТМ-100/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4	4,5; 4,7	1,97; 2,27	0,365	2,6	7,1; 8,1	14,6–14,8	2,60
	ТМ-100/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4	4,5; 4,7	1,97; 2,27	0,365	2,6	19,7; 22,7	40,5–41,1	2,60
160	ТМ-160/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4	4,5; 4,7	2,65; 3,10	0,565	2,4	3,72; 4,4	9,4-9,6	3,84
	ТМ-160/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4	4,5; 4,7	2,65; 3,10	0,565	2,4	10,3; 12,1	26,1–26,6	3,84
250	ТМ-250/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4; 0,69	4,5; 4,7	3,7; 4,2	0,66; 0,82	2,3; 4,0	2,1; 2,4	6,1–6,3	5,75–10
	ТМ-250/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4; 0,69	4,5; 4,7	3,7; 4,2	0,66; 0,82	2,3; 4,0	5,9; 6,72	16,9–17,5	5,75–10
400	ТМ-400/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4; 0,69	4,5	5,5; 5,9	0,82; 0,92	2,1; 3,5	1,24; 1,33	3,86–4,0	8,4–14
	ТМ-400/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4; 0,69	4,5	5,5; 5,9	0,82; 0,92	2,1; 3,5	3,44–3,68	10,7–11,1	8,4–14
630	ТМ-630/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4; 0,69	5,5	7,6; 8,5	1,31	3,0	0,69; 0,77	3,06–3,05	18,9
	ТМ-630/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4; 0,69	5,5	7,6; 8,5	1,31	3,0	1,91; 2,14	8,5	18,9
1000	ТМ-1000/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4; 0,69	5,5	11,0	2,1	1,4	0,396	1,93	14,0
	ТМ-1000/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4; 0,69	5,5	11,0	2,1	1,4	1,100	5,36	14,0
1600	ТМ-1600/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4; 0,525; 3,15	5,5	18,0	2,8	1,3	0,253	1,21	20,8
	ТМ-1600/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4; 0,525; 3,15	5,5	18,0	2,8	1,3	0,700	3,36	20,8
2500	ТМ-2500/6	±2×2,5	6; 6,3	0,23; 0,4; 0,525; 3,15	5,5	25,5; 25,0	3,9; 4,6	1,0	0,135; 0,144	0,78	25,0
2500	ТМ-2500/10	±2×2,5	10; 10,5	0,23; 0,4; 0,525; 3,15	5,5	23,5; 25,0	3,9; 4,6	1,0	0,376	2,16	25,0

Таблица 2 – Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 10 и 20 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчётные данные		
			$U_{ном}$, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$\Delta Q_Х$, квар
			ВН	НН							
4,0	ТМН (ТМ)-4000/10	±10×1,5	10,5	6,3 (3,15)	6,5	33,5	5,98	0,9	0,24	1,80	36,0
6,3	ТМН (ТМ)-6300/10	±10×1,5	10,5	6,3 (3,15)	6,5	46,5	8,33	0,8	0,13	1,14	50,4
10,0	ТД-10000/10	±2×2,5	10,5	6,3 (3,15)	7,5	92,0	29,00	3,0	0,10	0,82	300,0
	ТДН-10000/10	±10×1,5	10,5	6,3 (3,15)	14,4	96,0	28,00	4,0	0,10	1,60	400,0
	ТДНС-10000/10	±8×1,5	10,5	6,3 (3,15)	—	—	—	—	—	—	—
16,0	ТДНС-16000/10	±8×1,5	10,5	6,3	—	—	—	—	—	—	-
0,63	ТМ-630/20	±2×2,5	20	6,3; 10,5	6,5	6,3	2,45	1,97	7,00	45,5	12,4
	ТМН-630/20	±10×1,5	20	6,3; 10,5	6,5	7,6	2,00	2,00	8,50	45,5	12,6
1,0	ТМН (ТМ)-1000/20	±8×1,5	20	6,3; 10,5	6,5	11,90	2,75	1,50	5,24	29,2	15,0
1,6	ТМН (ТМ)-1600/20	±8×1,5	20	6,3; 10,5	6,5	17,25	3,65	1,40	7,96	17,8	22,4
2,5	ТМН (ТМ)-2500/20	±8×1,5	20	6,3; 11,0	6,5	24,25	5,10	1,10	1,70	11,4	27,5
4,0	ТМН (ТМ)-4000/20	±8×1,5	20	6,3; 10,5	7,5	33,50	6,70	1,00	0,91	8,3	40,0
6,3	ТМН (ТМ)-6300/20	±8×1,5	20	6,3; 10,5	7,5	46,50	9,40	0,90	0,52	5,2	56,7
25,0	ТРДН-250ОД20 *	±10×1,5	20	6,3; 6,3	9,5	145,00	29,00	0,70	0,10	1,6	175,0
32,0	ТРДН-32000/20 *	±10×1,5	20	6,3; 10,5	11,5	180,00	33,00	0,78	0,08	1,6	224,0
40,0	ТРДН-40000/20 *	±10×1,5	20	6,3; 6,3	14,0	225,00	39,00	0,65	0,06	1,55	260,0
63,0	ТРДН-63000/20 *	±10×1,5	20	10,5; 10,5	11,5	280,00	55,00	0,60	0,03	0,80	378,0

Примечание. Трансформаторы типов ТМ и ТД имеют ПБВ с пределом изменения коэффициента трансформации ±2×2,5%.
* Для трансформаторов с расщеплённой обмоткой (типа ТРДН) $X_В = 0$; $X_{НН1} = X_{НН2} = 2X_{ТР}$.

Таблица 3 – Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, кВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчётные данные		
			$U_{НОМ}$, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$\Delta Q_Х$, квар
			ВН	НН							
0,16	ТМ-160/35	±2×2,5	35	0,23; 0,4; 0,69	6,5—6,8	2,5—3,1	0,545	2,2	119,6	483,0	3,52
0,25	ТМ-250/35	±2×2,5	35	0,23; 0,4; 0,69	6,5—6,8	3,0—3,8	0,75	2,2	58,8	313,0	5,5
0,40	ТМ-400/35	±2×2,5	35	0,23; 0,4; 0,69	6,5-6,8	4,7—5,4	1,0	1,9	36,0	195,8	7,6
0,63	ТМ-630/35	±2×2,5	35	0,23; 0,4; 0,69	6,5—6,8	5,9-6,6	1,4	1,9	18,2	125,0	12,0
0,63	ТМ-630/35	±2×2,5	35	6,3; 10,5	6,5	7,60	2,00	2,0	26,0	140,0	12,5
1,00	ТМН (ТМ)-1000/35	±6×1,5	35	6,3; 11 (10,5)	6,5	11,90	2,75	1,5	16,0	87,5	15,0
1,60	ТМН (ТМ)-1600/35	±6×1,5	35	6,3; 11 (10,5)	6,5	17,25	3,65	1,4	9,1	54,9	22,4
2,50	ТМН (ТМ)-2500/35	±6×1,5	35	6,3; 11 (10,5)	6,5	24,25	5,10	1,1	5,2	35,0	27,5
4,00	ТМН (ТМ)-4000/35	±6×1,5	35	6,3; 11 (10,5)	7,5	33,50	6,70	1,0	2,8	25,2	40,0
6,30	ТМН (ТМ)-6300/35	±6×1,5	35	6,3: 11 (10,5)	7,5	46,50	9,40	0,9	1,6	16,1	56,7
10	ТДН-10000/35	±8×1,5	36,75	6,3; 10,5	8,0	65	14,5	0,8	0,87	10,8	80
	ТДНС-10000/35	±8×1,5	36,75	6,3	14,0	85	14,5	0,8	1,14	18,0	80
	ТД-10000/35	±2×2,5	36,50	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,87	10,1	80
15	ТДН(ТД)-16000/35	±8×1,5	36,75 (38,5)	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,75	0,48	6,75	120
	ТДНС-16000/35	±8×1,5	36,75	6,3	10,0	105	21	0,75	0,53	8,40	120
25	ТДН-25000/35	±8×1,5	36,75	6,3; 10,5	8,0	125	29	0,70	0,27	4,30	175
	ТРДН-25000/35 *	±6×1,5	36,75	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	9,5	145	29	0,70	0,31	5,10	175
32	ТРДН-32000/35 *	±8×1,5	36,75	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11,5	180	33	0,70	0,23	4,85	224
40	ТД-40000/35	±2×2,5	38,50	6,3; 10,5	8,5	180	39	0,65	0,15	2,87	260
	ТРДН-40000/35 *	±8×1,5	36,75	6,3;/5,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	8,5	225	39	0,65	0,20	2,90	260
63	ТРДН-63000/35 *	±8×1,5	36,75	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11,5	280	65	0,60	0,10	2,5	378
80	ТДЦ-80000/35 *	±2×2,5	38,50	6,3; 10,5	9,0	330	65	0,60	0,07	1,53	480

Примечание. Трансформаторы типов ТМ и ТД, указанные в скобках, имеют ПБВ с пределом изменения коэффициента трансформации ±2×2,5% на стороне ВН.
* Для трансформаторов с расщеплённой обмоткой (типа ТРДН) $X_В = 0$; $X_{НН1} = X_{НН2} = 2X_{ТР}$.

Таблица 4 –Трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы 35 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные								
			$U_{НОМ}$, кВ			$U_К$, %			$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н			
6,3	ТМТН-6300/35	±8×1,5	35	10,5 (11) 13,8	6,3 (6,6)	7,5	7,5	16,5	55	12	0,85
10	ТМТН-10000/35	±8×1,5	36,75	10,5 (11) 13,8 (15,75)	6,3 (6,6)	16,5 8,5	8,0 16,5	7,2 7,2	75	18	0,85
16	ТМТН-16000/35	±8×1,5	36,75	10,5 (11) 13,8 (15,75)	6,3 (6,6)	17 8	8 17	7,5 7,5	115	23	0,65

Продолжение таблицы 13

Тип трансформатора	Расчётные данные						
	$R_{ТР}$, Ом			$X_{ТР}$, Ом			$\Delta Q_Х$, квар
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/35	0,94	0,94	0,94	0	17,8	17,8	53,5
ТМТН-10000/35	0,51	0,51	0,51	11,7 11,7	10,6 0	0 10,6	85
ТМТН-16000/35	0,30	0,30	0,30	7,7 7,5	7,0 0	0 7,0	104

Примечание. В скобках указаны напряжения, допускаемые по требованию заказчика.

Таблица 5 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчётные данные		
			$U_{НОМ}$, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$\Delta Q_Х$, квар
			В	Н							
2,5	ТМН-2500/110	±10×1,5 ±8×1,5	110	6,6; 11; 22	10,5	22	5	1,50	46,60	555,0	37,5
4,0	ТМН-400Q/110	±9×1,78	115	—	—	—		—	—		
5,5	ТМН-6300/110	±9×1,78	115	6,6; 11; 22; 38,5	10,5	33,5	11,5	1,00	16,60	220,0	63
10	ТДН-10000/110	±9×1,78	115	6,6; 11; 22; 38,5	10,5	60	14	0,90	7,95	189,0	90
16	ТДН-16000/110	±9×1,78	116	6,6; 11; 22; 38,5	10,5	85	21	0,86	4,38	86,7	136
25	ТРДН-25000/110 *	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	29	0,80	2,54	55,9	200
53	ТРДН-32000/110 *	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240
	ТРДНС-32000/110 *	±9×1,78	115	8,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5 (16)	145	35	0,75	1,87	66,0	240
45	ТРДН-40000/110 *	±9×1,78	115	8,3/6,3; 6,3/10,5	10,5	175	42	0,70	1,44	34,8	280
	ТРДНС-40000/110 *	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5 (16)	175	42	0,70	1,44	52,8	280
	ТД-40000/110	±2×2,5	115	6,3; 10,5; 3,15	10,5	175	52	0,70	1,44	34,8	280
63	ТРДЦН-63000/110 *	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5 (15)	260	59	0,66	0,87	22,0	410
80	ТРДЦН-80000/110 *	±9×1,78	121	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,6 (15)	315	70	0,60	0,65	17,3	480
	ТД-30000/110	±2×2,5	121	6,3; 10,5; 13,8: 3,15	10,6	315	70	0,60	0,65	17,3	480
125	ТДЦ-125000/110	±2×2,5	121	10,5; 13,8	10,5	520	120	0,55	0,33	11,1	678
200	ТДЦ-200000/110	±2×2,5	121	15,75; 13,8; 18; 20	10,5	700	170	0,50	0,23	6,95	1000
256	ТДЦ-250000/110	±2×2,5	121	15,75; 20	10,5	790	200	0,50	0,17	5,55	1250
400	ДЦ-400000/110	±2×2,5	121	20	10,5	1350	230	0,80	0,12	3,47	3200

Примечание. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН напряжение короткого замыкания приведено при замыкании одной части обмотки НН, отнесенное к мощности этой обмотки (т.е. к половине мощности трансформатора); в скобках указано напряжение короткого замыкания трансформатора при параллельном соединении ветвей обмоток НН, отнесенное к номинальной мощности трансформатора.

* В трансформаторах типов ТРДН и ТРДНС $X_В = 0$; $X_{НН1} = X_{НН2} = 2X_{ТР}$; трансформаторы ТРДН могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН на 38,5 кВ, за исключением трансформатора ТРДН-25000/110, который изготавливается с нерасщепленной обмоткой НН на 27,5 кВ.

Таблица 6 – Трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы 110 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Каталожные данные									Расчётные данные						
		$U_{НОМ}$, кВ			$u_К$, %			$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом			$X_{ТР}$, Ом			$\Delta Q_Х$, квар
		ВН	СН	НН	В–С	В–Н	С–Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
6,3	ТМТН-6300/110	115	22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	60	14	1,20	10,0	10,0	10,0	225,0	0	131	75,3
10	ТДТН-10000/110	115	22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	80	19	1,10	5,3	5,3	5,3	142,0	0	82	110
16	ТДТН-16000/110 *	115	27,5; 22; 38,5	6,6; 11	17; (10,5)	10,5	6	105	26	1,05	2,7	2,7	2,7	88,0	(0); 52	(52); 0	168
25	ТДТН-25000/110	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	145	36	1,00	1,5	1,5	1,5	54,0	0	33	256
31,5	ТФТП-31500/110 **	110	38,5	27,5	18,2	10,5	6,6	200	55	1,50	1,30	1,30	1,30	46,5	29,8	0	472
40	ТДТН-40000/110 *	115	11; 22; 27,5; 38,5	6,6; 11	10,5; (17)	17; (10,5)	6	230	50	0,90	0,95	0,95	0,95	35,4	0; (20,6)	20,6; (0)	360
63	ТДТН-63000/110 *	115	38,5	6,6; 11	10,5; (17)	17; (10,5)	6	310	70	0,85	0,52	0,52	0,52	22,6	0; (13,1)	13,1; (0)	536
80	ТДЦТН-80000/110	115	38,5	6,6; 11	10,5; (17)	17; (10,5)	6	390	82	0,80	0,40	0,40	0,40	17,7	0; (10,3)	10,3; (0)	640

Примечания: 1. При $X_{ТР} = 0$ обмотки СН обмотки НН изготовляются с $U_{НОМ}$ = 6,3 или 10,5 кВ
2. Все трансформаторы имеют РПН ±9×1,73 % в нейтрали ВН, за исключением трансформатора типа ТФТП с ПВВ (±2×2 5 %)
* Значение $X_{ТР}$ обмотки СН соответствует напряжению обмотки НН на 6,3 или 10,5 кВ.
** Предназначается в качестве передвижного резерва для питании тяговый подстанций.

Таблица 7 – Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 150 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{НОМ}$, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$\Delta Q_Х$, квар
			В	Н							
4	ТМН-4000/150	±9×1,33	158	6,6; 11	10,5	35	10	1,20	54,60	656,0	48
16	ТДН-16000/150	±8×1,5	158	6,6; 11	11	85	21	0,80	8,30	172,0	128
32	ТРДН-32000/150*	±8×1,5	158	6,3/6,3; 10,5/10,5; 11/11	10,5; (16,5)	145	35	0,70	3,54	82,0	224
63	ТРДН-63000/150*	±8×1,5	158	6,3/10,5; 11/11	10,5; (17)	235	59	0,65	1,48	67,5	410
125	ТДЦ-125000/150	±2×2,5	165	10,5	11	380	110	0,50	0,61	22,0	625
400	ТДЦ-400000/150	–	165	20	11	930	270	0,50	0,15	6,9	2000

* $X_В = 0$; $X_{НН1} = X_{НН2} = 2X_{ТР}$
Примечание Для трансформаторов с расщеплённой обмоткой НН напряжение короткого замыкания приведено при замыкании одной части обмотки НИ отнесённое к мощности этой обмотки (т.е. к половинной мощности трансформатора); в скобках указано напряжение короткого замыкания трансформатора при параллельном соединении ветвей обмоток НН, отнесенное к номинальной мощности трансформатора.

Таблица 8 – Трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные										
			$U_{НОМ}$, кВ			$U_К$, %			$\Delta P_К$, кВт			$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н		
16	ТДТН-16000/150	±8×1,5	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6	—	96	—	25	1,0
17	ТДТН-25000/150	±8×1,5	158	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6	—	145	—	34	0,9
100	АТДТНГ-100000/150	±8×1,5	158	115	6,6	5,3	15	15	310	235	230	75	1,5
40	ТДТН-40000/150	±8×1,5	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6	—	185	—	53	0,8
63	ТДТН-63000/150	±4×2,5	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6	—	285	—	67	0,7

Продолжение таблицы 8

Тип трансформатора	Расчётные данные						
	$R_{ТР}$, Ом			$X_{ТР}$, Ом			$\Delta Q_Х$, квар
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-16000/150	4,70	4,70	4,70	176,0	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	2,90	2,90	2,90	112,5	0	67,5	225
АТДТНГ-100000/150 *	0,54	0,20	14,20	6,6	6,6	30,9	1500
Т ДТ Н-40000/150	1,45	1,45	1,45	70,0	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	0,90	0,90	0,90	44,7	0	26,8	431

* $X_{ВН}$ = 100 %; $X_{СН}$ = 100 %; $X_{НН}$ = 20 %.

Таблица 9 – Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{НОМ}$, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$\Delta Q_Х$, квар
			В	Н							
32	ТРДН-32000/220 *	±8×1,5	230	6,6/6,6	12	167	53	0,90	8,66	198,5	288
63	ТРДЦН-63000/230 *	±8×1,5	230	6,6/11; 11/11	12	300	82	0,80	4,00	100,0	504
80	ТДЦ-80000/220	±2×2,5	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,60	2,64	72,8	480
100	ТРДЦН-100000/220 *	±8×1,5	230	11/11	12	360	115	0,70	1,90	63,0	700
125	ТДЦ-125000/220	±2×2,5	242	6,3; 10,5; 13,8; 20	11	380	135	0,50	1,27	46,5	625
160	ТРДЦН-160000/220 *	±8×1,5	230	11/11	12	526	167	0,60	1,08	39,7	960
200	ТДЦ-200000/220	—	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	29,0	900
250	ТДЦ-250000/220	—	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,55	23,2	1125
400	ТДЦ-400000/220	—	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,40	0,29	14,5	1000
630	ТЦ-630000/220	—	242	15,75; 20	11	1300	380	0,35	0,17	9,22	2200

* $X_В = 0$; $X_{НН1} = X_{НН2} = 2X_{ТР}$; могут изготовляться также с нерасщепленной обмоткой НН на 38,5 кВ.

Таблица 10 – Трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные										
			$U_{НОМ}$, кВ			$U_К$, %			$\Delta P_К$, кВт			$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н		
10	ТДТН-10000/220	±8×1,5	230	22; 38,5	6,6; 11	–	–	–	–	–	–	–	–
25	ТДТН-25000/220	±8×1,5	230	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	12,5	20,0	6,5	–	135	–	50	1,2
32	АТДТН-32000/220/110	±2×6	230	121	6,6; 11; 38,5	11,0	34,0	21,0	–	145	–	32	0,6
40	ТДТН-40000/220	±8×1,5	230	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	22,0; (12,5)	12,5; (22,0)	9,5	–	240	–	66	1,1
63	ТДЦТН-63000/220	±8×1,5	230	22; 38,5	6,6; 11	24,0; (12,5)	12,5; (24)	10,5	–	320	–	91	1,0
	АТДТН-63000/220/110	±2×6	230	121	6,6; 11; 27,5	11	35	22	–	215	–	45	0,5
80	АТДЦТН-80000/220/110	±6×2	230	121	38,5; 10,5; 38,5	–	–	–	–	–	–	–	–
100	АТДЦТН-100000/220/110	±6×2	230	121	6,6; 11; 38,5	11	31	19	–	260	–	75	0,5
125	АТДЦТН-125000/220/110	±б×2	230	121	6,6; 11; 13,8; 38,5	11	31	19	–	290	–	85	0,5
160	АТДЦТН-160000/220/110	±6×2	230	121	6,6; 11; 13,8; 15,75; 38,5	11	32	20	–	380	–	100	0,5
200	АТДЦТН-200000/220/110	±6×2	230	121	6,6; 11; 13,8; 38,5	11	32	20	430	360	320	125	0,5
250	АТДЦТН-250000/220/110	±6×2	230	121	15,75	11	32	20	–	520	–	145	0,5

Продолжение таблицы 10

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора и автотрансформатора	Расчетные данные						
		$R_{ТР}$, Ом			$X_{ТР}$, Ом			ΔQ_x, квар
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
10	ТДТН-10000/220	–	–	–	–	–	–	–
25	ТДТН-25000/220	5,72	5,72	5,72	276,0	0	148,0	300
32	АТДТН-32000/220/110	3,74	3,74	7,50	198,0	0	364,0	192
40	ТДТН-40000/220	3,97	3,97	3,97	165,0	126; (0)	0; (126,0)	440
63	ТДЦТН-63000/220	2,13	2,13	2,13	109,0	92,5; (0)	0; (92,5)	630
	АТДТН-63000/220/110	1,43	1,43	2,90	100,0	0	193,0	315
80	АТДЦТН-80000/220/110	–	–	–	–	–	–	–
100	АТДЦТН-100000/220/110	0,69	0,69	1,38	60,8	0	103,0	500
125	АТДЦТН-125000/220/110	0,50	0,50	1,00	48,6	0	82,5	625
160	АТДЦТН-160000/220/110	0,39	0,39	0,78	38,0	0	68,0	800
200	АТДЦТН-200000/220/110	0,39	0,20	1,50	30,4	0	54,0	1000
250	АТДЦТН-250000/220/110	0,20	0,20	0,40	23,8	0	43,2	1250

Примечание. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна $0{,}5S_{НОМ}$.

Таблица 11 – Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$\Delta Q_Х$, квар
			В	Н							
32	ТРДН-32000/330 *	±8×1,5	330	6,3/6,3; 6,3/10,5	11	170	82	2,00	19,0	412	640
63	ТРДЦН-63000/330 *	±8×1,5	330	10,5/10,5; 22; 38,5	11	265	120	0,80	8,00	210	504
125	ТРДЦН-125000/330 *	±8×1,5	330	10,5/10,5	11	420	180	0,50	3,22	105	625
	ТДЦ-125000/330	—	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,55	2,78	105	688
200	ТДЦ-200000/330	—	347	13,8; 15,75; 18	11	560	245	0,50	1,68	66	1000
250	ТДЦ-250000/330	—	347	13,8; 15,75	11	650	285	0,45	1,25	52,9	1125
400	ТДЦ-400000/330	—	347	15,75; 20	11	900	340	0,40	0,67	33	1600
630	ТЦ-630000/330	—	347	20	11	1320	500	0,35	0,40	0,21	2200
1000	ТЦ-1000000/330	—	347	24	11,5	2150	450	0,30	0,25	13,8	3000

* $X_В = 0$; $X_{НН1} = X_{НН2} = 2X_{ТР}$

Таблица 12 – Трехфазные автотрансформаторы 330 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Каталожные данные										
		$U_{НОМ}$, кВ			$U_К$, %			$\Delta P_К$, кВт			$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %
		В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н		
63	АТДЦТН-63000/330/110	330	115	10,5; 38,5	10	32	21,0	220	—	—	70	0,6
128	АТДЦТН-125000/330/110	330	115	6,3; 10,5; 38,5	10	35	22,0	370	—	—	115	0,5
200	АТДЦТН-200000/330/110	330	115	10,5; 38,5	10	34	22,5	600	—	—	180	0,5
240	АТД ЦТН-240000/330/220	347	242	11; 38,5	7,6	81	71,5	475	400	305	225	1,5
250	АТДЦТН-250000/330/150	330	158	10,5; 38,5	10	33	23,0	—	750	—	170	0,7

Продолжение таблицы 12

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора и автотрансформатора	Расчетные данные						
		$R_{ТР}$, Ом			$X_{ТР}$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
63	АТДЦТН-63000/330/110	3,30	3,30	6,60	195,0	0	414	378
128	АТДЦТН-125000/330/110	1,42	1,42	2,84	110,0	0	221	625
200	АТДЦТН-200000/330/110	0,90	0,90	2,26	64,5	0	140	1000
240	АТД ЦТН-240000/330/220	0,89	0,99	2,40	42,8	0	362	3600
250	АТДЦТН-250000/330/150	0,70	0,70	1,40	48,0	0	110	1750

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна $0{,}5S_{НОМ}$, за исключением автотрансформаторов типов ТДЦТН-200000/330/110 и АТДЦТН-240000/330/220, мощности обмоток НН которых соответственно равны 0,4 $S_{НОМ}$ и 0,25 $S_{НОМ}$.
2. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН за счет РПН в пределах ±6×2 %, за исключением автотрансформатора мощностью 240 МВА, который регулирования не имеет.

Таблица 13 – Трёх- и однофазные двухобмоточные трансформаторы 500 и 750 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные на три фазы		
		$U_{НОМ}$, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$\Delta Q_Х$, квар
		В	Н							
200	ТЦ (ТДЦ)-200000/500	525	15,75; 20	12,5	700	175	0,35	4,50	167,0	700
250	ТДЦ (ТД)-250000/500	525	15,75	13,0	600	230	0,45	2,60	143,0	1125
400	ТЦ (ТДЦ)-400000/500	525	15,75; 20	12,5	940	370	0,35	1,60	86,0	1400
630	ТЦ-630000/500	525	15,75; 20	13,5	1350	550	0,30	0,93	59,0	1890
133	ОДЦГ-133000/500	$525/\sqrt{3}$	13,8	13,4	513	430	3,00	2,60	92,5	12000
210	ОДЦ (ОДЦГ)-210000/500	$525/\sqrt{3}$	15,75; 20	13,2	630	372	2,00	1,30	57,8	12600
333	ОДЦ-333000/500	$525/\sqrt{3}$	15,75; 20	12,5	950	200	0,45	0,80	34,6	4485
417	ОЦ-417000/500 *	$525/\sqrt{3}$	15,75; 20	13,0	1180	255	0,40	0,62	28,7	5004
533	ОЦ-533000/550 *	$525/\sqrt{3}$	24	13,5	1400	300	0,35	0,45	23,2	5565
417	ОЦ-417000/750	$787/\sqrt{3}$	20	13,0	900	300	0,50	1,10	64,0	6255

Практическое занятие № 4, 5

Расчет параметров установившихся режимов и потерь электроэнергии в элементах электрических сетей

Теоретические положения

Расчет установившихся режимов состоит в определении напряжений в узловых точках, токов и мощностей в отдельных элементах сети. Применительно к рассматриваемым здесь линиям расчет заключается в определении неизвестных мощностей и напряжений в начале или конце линии на основе законов Ома и Кирхгофа.

Для линий, которые в схемах замещения представляются практически всеми параметрами, характерны два вида расчета режимов: по данным конца и данным начала. На практике такими являются воздушные линии напряжением 110 – 220 кВ и кабельные напряжением 35 кВ и выше

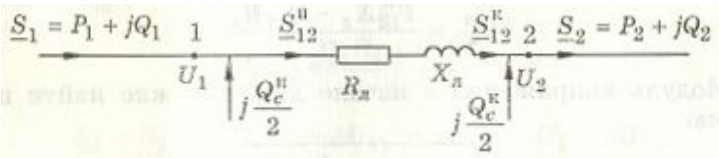


Рисунок 3.1 – Схема замещения воздушной линии напряжением 110 кВ

При расчете по данным конца заданными являются параметры линии, напряжение и мощность в конце линии. Задача состоит в определении напряжения и мощности в начале линии $\underline{U}_1$ и $\underline{S}_1$ (рисунок 3.1). Расчет ведется в следующей последовательности.

Вначале на основании 1-го закона Кирхгофа рассчитывается мощность в конце продольной части схемы замещения линии $\underline{S}_{12}^{K}$

$$\underline{S}_{12}^{K} = P_{12}^{K} + jQ_{12}^{K} = P_2 + j\left(Q_2 - Q_C^{K}/2\right). \qquad (3.1)$$

Далее определяются потери мощности в сопротивлениях линии

$$\Delta\underline{S}_{Л} = \Delta P_{Л} + j\Delta Q_{Л} = \frac{\left(S_{12}^{K}\right)^2}{U_2^2}\cdot\left(R_{Л} + jX_{Л}\right). \qquad (3.2)$$

Затем находится мощность $\underline{S}_{12}^{H}$

$$\underline{S}_{12}^{H} = P_{12}^{H} + jQ_{12}^{H} = \underline{S}_{12}^{K} + \Delta\underline{S}_{Л} = P_{12}^{K} + \Delta P_{Л} + j\left(Q_{12}^{K} + \Delta Q_{Л}\right). \qquad (3.3)$$

И, наконец, мощность $\underline{S}_1$

$$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P_{12}^H + j\left(Q_{12}^H - Q_C^H/2\right). \qquad (3.4)$$

Напряжение в начале линии определяется по мощности $\underline{S}_{12}^K$, и напряжению U_2

$$\underline{U}_1 = U_2 + \frac{P_{12}^K \cdot R_Л + Q_{12}^K \cdot X_Л}{U_2} + j\frac{P_{12}^K \cdot X_Л - Q_{12}^K \cdot R_Л}{U_2}. \qquad (3.5)$$

Это выражение показывает, что напряжения начала и конца линии отличаются параметром, называемым падением напряжения. Оно имеет две составляющие:

– продольную

$$\Delta\underline{U}_{12}^K = \frac{P_{12}^K \cdot R_Л + Q_{12}^K \cdot X_Л}{U_2};$$

– поперечную

$$\delta\underline{U}_{12}^K = \frac{P_{12}^K \cdot X_Л - Q_{12}^K \cdot R_Л}{U_2}.$$

Модуль напряжения в начале линии можно найти по выражению

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 + \Delta U_{12}^K\right)^2 + \left(\delta U_{12}^K\right)^2}. \qquad (3.6)$$

При расчете по данным начала заданными являются напряжение в начале линии $\underline{U}_1$ мощность в конце $\underline{S}_2$ (рисунок 3.1). В данном случае невозможно последовательно от конца линии к началу или наоборот определить неизвестные $\underline{S}_1$ и $\underline{U}_2$. При решении такой задачи обычно применяют приближенный ***расчет в два этапа***.

На первом этапе ведется расчет мощностей. Он осуществляется в той же последовательности, что и по данным конца, т. е. по формулам (3.1) – (3.4). Единственное отличие состоит в том, что вместо $\underline{U}_2$ подставляется его начальное приближение, обычно принимаемое равным $\underline{U}_H$.

На втором этапе по мощности $\underline{S}_{12}^H$ и заданному напряжению $\underline{U}_1$ определяется напряжение $\underline{U}_2$ и его модуль U_2

$$\underline{U}_2 = U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_Л + Q_{12}^H \cdot X_Л}{U_1} - j\frac{P_{12}^H \cdot X_Л - Q_{12}^H \cdot R_Л}{U_1};$$

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 + \Delta U_{12}^H\right)^2 + \left(\delta U_{12}^H\right)^2}. \qquad (3.7)$$

Расчет режимов воздушных линий напряжением 35 кВ и ниже и кабельных линий напряжением менее 20 кВ основан на некоторых допущениях:

- в силу малости не учитывается зарядная мощность, в результате чего в схеме замещения линия представляется только активным и реактивным сопротивлениями;

- при расчете распределения мощностей в линиях не учитываются потери мощности, т.е. $\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12}^H$;

- пренебрегают поперечной составляющей падения напряжения δU т.е. расчет напряжений ведется по продольной составляющей падения напряжения ΔU, которую приравнивают к потере напряжения;

- расчет потери напряжения ведется по номинальному напряжению U_H

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_Л + Q_{12} \cdot X_Л}{U_H}. \qquad (3.8)$$

$\underline{S}_1 = \underline{S}_2$, $U_1 = U_2 + \Delta U_{12}$ или $U_2 = U_1 - \Delta U_{12}$

Примеры решения задач

Задача 1.

По двухцепной линии напряжением 110 кВ и длиной 40 км выполненной проводом АС-120/19, необходимо доставить потребителям мощность $\underline{S} = 50 + j20$ МВА при напряжении $U = 110$ кВ.

Найти мощность и напряжение, которые нужно подвести к линии для случаев одновременной работы двух цепей и одной из них.

Решение. По таблицам найдем удельные параметры линии

$r_0 = 0{,}244$ Ом/км; $x_0 = 0{,}427$ Ом/км; $b_0 = 2{,}66 \cdot 10^{-6}$ См/км.

Найдем параметры схемы замещения линии при работе одной и двух цепей

$R_Л = 0{,}244 \cdot 40 = 9{,}76$ Ом; $X_Л = 0{,}427 \cdot 40 = 17{,}08$ Ом;

$Q_C/2 = 110^2 \cdot 2{,}66 \cdot 10^{-6} \cdot 40/2 = 0{,}64$ Мвар;

$R_Л/2 = 4{,}88$ Ом; $X_Л/2 = 8{,}54$ Ом; $Q_C = 1{,}28$ Мвар.

Рассматриваемый случай представляет расчет режима по данным конца и его удобно вести, имея расчетную схему в виде рисунок 3.1. Заданные мощность и напряжение соответствуют значениям $\underline{S}_2$ и U_2, искомыми параметрами являются $\underline{S}_1$ и U_1.

Весь расчет режима следует вести в последовательности, определяемой формулами (3.1) - (3.6).

Проведем этот расчет для случая работы одной цепи линии

$\underline{S}_{12}^К = P_2 + j(Q_2 - Q_C/2) = 50 + j(20 - 0{,}64) = 50 + j19{,}36$ МВА;

$$\Delta\underline{S}_Л = \frac{\left(S_{12}^К\right)^2}{U_2^2} \cdot \left(R_Л + jX_Л\right) = \frac{50^2 + 19{,}36^2}{110^2} \cdot (9{,}76 + j17{,}08) = 2{,}32 + j4{,}06$$

МВА;

$\underline{S}_{12}^Н = \underline{S}_{12}^К + \Delta\underline{S}_Л = 50 + 2{,}32 + j(19{,}36 + 4{,}06) = 52{,}32 + j23{,}42$ МВА;

$\underline{S}_1 = S_{12}^Н + jQ_C^Н/2 = 52{,}32 + j(23{,}42 - 0{,}64) = 52{,}32 + j22{,}78$ МВА;

$$\underline{U}_1 = 110 + \frac{50 \cdot 9{,}76 + 19{,}36 \cdot 17{,}08}{110} + j\frac{50 \cdot 17{,}08 - 19{,}36 \cdot 9{,}76}{110} = 117{,}44 + j6{,}04$$

кВ;

$U_1 = \sqrt{117{,}44^2 + 6{,}04^2} = 117{,}6$ кВ

Здесь нетрудно видеть, что неучет поперечной составляющей падения напряжения дал бы результат $U_1 = 117{,}44$ кВ. Погрешность этого составила бы

$$\frac{117{,}6 - 117{,}44}{117{,}6} \cdot 100\% = 0{,}14\ \%.$$

Значит при расчете, линий напряжением 110 кВ и ниже поперечную составляющую падения напряжения можно не учитывать.

Сделаем такой же расчет для случая одновременной работы двух цепей линии

$$\underline{S}_{12}^{K} = 50 + j(20 - 1{,}28) = 50 + j18{,}72 \text{ МВА};$$

$$\Delta\underline{S}_{Л} = \frac{50^2 + 18{,}72^2}{110^2} \cdot (4{,}88 + j8{,}54) = 1{,}15 + j2{,}01 \text{МВА};$$

$$\underline{S}_{12}^{H} = 50 + 1{,}15 + j(18{,}72 + 2{,}01) = 51{,}15 + j20{,}73 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{1} = 51{,}15 + j(20{,}73 - 1{,}28) = 51{,}15 + j19{,}45 \text{ МВА};$$

$$\underline{U}_{1} = 110 + \frac{50 \cdot 4{,}88 + 19{,}36 \cdot 8{,}54}{110} + j\frac{50 \cdot 8{,}54 - 19{,}36 \cdot 4{,}88}{110} = 113{,}72 + j3{,}02$$

кВ;

$$U_1 = \sqrt{113{,}72^2 + 3{,}02^2} = 113{,}76 \text{ кВ}$$

Из анализа следует, что во втором случае для удовлетворения потребностей потребителя необходимо подвести к линии меньшую мощность при более низком уровне напряжения. При этом величина необходимой реактивной мощности источника оказывается меньше, чем требуется потребителю (19,45 < 20). Это объясняется тем, что в данном режиме потери реактивной мощности в линии $\Delta Q_{Л} = 2{,}01$ Мвар меньше зарядной мощности линии $\Delta Q_{C} = 2{,}56$ Мвар.

Задача 2.

От шин районной подстанции с уровнем напряжения 230 кВ по линии длиной 120 км, выполненной проводом АС-300/39, питается потребитель мощностью $\underline{S} = 80 + j30$ МВ А.

Найти мощность, выдаваемую подстанцией в линию, и напряжение в конце линии в данном режиме, а также при отключенной нагрузке.

Решение. Удельные параметры заданной линии и параметры ее схемы замещения равны

$r_0 = 0{,}096$ Ом/км; $x_0 = 0{,}429$ Ом/км; $b_0 = 2{,}64 \cdot 10^{-6}$ См/км.

$R_Л = 0{,}096 \cdot 120 = 11{,}52$ Ом; $X_Л = 0{,}429 \cdot 120 = 51{,}48$ Ом;

$Q_C/2 = 220^2 \cdot 2{,}64 \cdot 10^{-6} \cdot 120/2 = 7{,}67$ Мвар.

Рассматриваемый случай представляет расчет режима по данным начала и ведется в два этапа.

В соответствии с расчетной схемой (рисунок 3.1) в начале по формулам (3.1) – (3.4) осуществляется расчет мощностей

$\underline{S}_{12}^{K} = 80 + j(30 - 7{,}67) = 80 + j22{,}33$ МВА;

$$\Delta\underline{S}_{12} = \frac{80^2 + 22{,}33^2}{220^2} \cdot (11{,}52 + j51{,}48) = 1{,}64 + j7{,}34 \text{ МВА};$$

$\underline{S}_{12}^{H} = 80 + 1{,}64 + j(22{,}33 + 7{,}34) = 81{,}64 + j29{,}67$ МВА;

$\underline{S}_1 = 81{,}64 + j(29{,}67 - 7{,}67) = 81{,}64 + j22{,}00$ МВА;

Теперь по формулам (3.7) найдем напряжение в конце линии

$$\underline{U}_2 = 230 - \frac{81{,}64 \cdot 11{,}52 + 29{,}67 \cdot 51{,}48}{230} -$$

$$- j\frac{81{,}64 \cdot 54{,}48 - 29{,}67 \cdot 11{,}52}{230} = 219{,}27 - j16{,}79 \text{ кВ};$$

$U_2 = \sqrt{219{,}27^2 + 16{,}79^2} = 219{,}91$ кВ.

При отключении нагрузки линии часть зарядной мощности линии, показанная на расчетной схеме (рисунок 3.1) у точки 2, будет передаваться к началу линии. Если пренебречь потерями мощности в линии от передачи зарядной мощности, то

$\underline{S}_{12}^{H} = -jQ_C/2 = -7{,}67$ Мвар.

И значит, без учета поперечной составляющей падения напряжения

$$U_2 = 230 - \frac{-7{,}67 \cdot 51{,}48}{230} = 231{,}72 \text{ кВ}.$$

Отключение нагрузки линии приводит к повышению напряжения в конце линии, что может привести к перенапряжениям в линиях сверхвысокого напряжения большой протяженности.

Задача 3.

Кабельная линия напряжением 10 кВ протяженностью 0,8 км, выполненная кабелем ААБ-3×120, питает цех, мощность нагрузки которого 1500 кВт, а коэффициент мощности $\cos\varphi = 0{,}9$. Определить потери мощности в линии и напряжение в конце линии, если в начале линии $U_1 = 10{,}3$ кВ.

Решение. Из параметров схемы замещения следует учитывать только активное и реактивное сопротивления, удельные значения которых найдем по таблице

$r_0 = 0{,}258$ Ом/км; $x_0 = 0{,}081$ Ом/км;

$R_Л = 0{,}258 \cdot 0{,}8 = 0{,}206$ Ом; $X_Л = 0{,}081 \cdot 0{,}8 = 0{,}065$ Ом.

По формуле (3.2), подставив в нее в качестве напряжения номинальное значение, найдем потери мощности

$$\Delta P = \frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2\varphi} \cdot R_Л = \frac{1500^2}{10^2 \cdot 0{,}9^2} \cdot 0{,}206 \cdot 10^3 = 5{,}7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = \frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2\varphi} \cdot X_Л = \frac{1500^2}{10^2 \cdot 0{,}9^2} \cdot 0{,}065 \cdot 10^3 = 1{,}8 \text{ квар}.$$

Напряжение в конце линии определяем через потерю напряжения (3.8), используя также допущение расчета распределительных сетей о равенстве мощностей в начале и конце линии

$$U_2 = U_1 - \frac{P \cdot R_Л + Q \cdot X_Л}{U_H} = 10{,}3 - \frac{1500 \cdot 0{,}206 + 726{,}5 \cdot 0{,}065}{10} = 10{,}264 \text{ кВ}.$$

Здесь $Q = P \cdot tg\varphi = 1500 \cdot 0{,}484 = 726{,}5$ квар.

Задача 4.

По двум линиям напряжением 10 кВ и длиной 1 км от одного источника получает электроэнергию потребитель мощностью $P = 3{,}5$ МВт при $\cos\varphi = 1$. При этом одна линия выполнена кабелем ААБ-3×95, а вторая – проводом АС-95/16.

Определить мощность, передаваемую по каждой линии и потери активной мощности в них и в электропередаче в целом.

Решение. В схему замещения линий 10 кВ достаточно ввести только их активное и реактивное сопротивления. Их значения возьмем из таблиц

$R_{ВЛ} = 0{,}311$ Ом; $R_{КЛ} = 0{,}356$ Ом; $X_{КЛ} = 0{,}083$ Ом.

Найдем общее сопротивление двух параллельно работающих линий

$$\underline{Z}_{\Sigma} = \frac{\underline{Z}_{ВЛ} \cdot \underline{Z}_{КЛ}}{\underline{Z}_{ВЛ} + \underline{Z}_{КЛ}} = \frac{(0{,}311 + j0{,}356)\cdot(0{,}326 + j0{,}083)}{(0{,}311 + j0{,}356) + (0{,}326 + j0{,}083)} = 0{,}180 + j0{,}098$$

Ом.

Определяем мощность, передаваемую по кабельной и воздушно линиям

$$\underline{S}_{КЛ} = P \cdot \frac{\underline{Z}_{\Sigma}}{\underline{Z}_{КЛ}} = 3{,}5 \cdot \frac{0{,}180 + j0{,}098}{0{,}326 + j0{,}083} = 2{,}08 + j0{,}53 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{ВЛ} = P - \underline{S}_{КЛ} = 1{,}42 - j0{,}53 \text{ МВА}.$$

Из расчетов видно, что при равных сечениях проводников по линиям передается различная по величине мощность. Кроме того, несмотря на отсутствие реактивной составляющей мощности у нагрузки, по линиям циркулирует реактивная мощность.

Находим потери активной мощности в каждой линии

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{P_{ВЛ}^2 + \underline{Q}_{ВЛ}^2}{U_H^2} \cdot R_{ВЛ} = \frac{1{,}42^2 + 0{,}53^2}{10^2} \cdot 0{,}311 \cdot 10^3 = 7{,}1 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{КЛ} = \frac{2{,}08^2 + 0{,}53^2}{10^2} \cdot 0{,}326 \cdot 10^3 = 15{,}0 \text{ кВт}.$$

Общие потери составляют величину

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{ВЛ} + \Delta P_{КЛ} = 7{,}1 + 15{,}0 = 22{,}1 \text{ кВт}.$$

Нетрудно показать, что при выполнении обеих линий воздушными или кабельными одного сечения реактивные мощности по линиям циркулировать не будут.

Действительно, если обе линии воздушные

$$\underline{Z}_{\Sigma} = \underline{Z}_{ВЛ}/2 = (0{,}311 + j0{,}356)/2 = 0{,}156 + j0{,}178 \text{ Ом};$$

$$\underline{S}_{ВЛ-1} = \underline{S}_{ВЛ-2} = P \cdot \frac{\underline{Z}_{\Sigma}}{\underline{Z}_{ВЛ}} = 3{,}5 \cdot \frac{0{,}156 + j0{,}178}{0{,}311 + j0{,}356} = 1{,}7 + j0 \text{ МВА}.$$

Потери активной мощности в каждой линии и общие будут равны

$$\Delta P_{ВЛ-1} = \Delta P_{ВЛ-2} = \frac{1{,}75^2}{10^2} \cdot 0{,}311 \cdot 10^3 = 9{,}52 \text{ кВт}; \ \Delta P_{\Sigma} = 19{,}04 \text{ кВт}.$$

Это меньше, чем в случае применения воздушной и кабельной линий того же сечения.

Задания для самостоятельной работы

Варианты к задачам для самостоятельного решения

Последняя цифра зачётной книжки	Величины	Задача № 1 (Прак. занятие №4)	Задача № 2 (Прак. занятие №5)	Последняя цифра зачётной книжки	Задача № 1 (Прак. занятие №4)	Задача № 2 (Прак. занятие №5)
0	Напряжение: Длина линии: Марка провода: Мощность:	$U_{ном}$ = 110 кВ; L = 30 км; АС-95/15; $\underline{S}$=80+j30 МВА.	U = 225 кВ; L = 150 км; АС-240/32; $\underline{S}$=95+j20 МВА.	5	$U_{ном}$ = 220 кВ; L = 150 км; АС-240/32; $\underline{S}$=95+j20 МВА.	U = 118 кВ; L = 30 км; АС-120/19; $\underline{S}$=80+j30 МВА.
1	Напряжение: Длина линии: Марка провода: Мощность:	$U_{ном}$ = 330 кВ; L = 200 км; АС-240/56; $\underline{S}$=80+j30 МВА.	U = 113 кВ; L = 45 км; АС-150/19; $\underline{S}$=50+j10 МВА.	6	$U_{ном}$ = 110 кВ; L = 75 км; АС-185/29; $\underline{S}$=70+j35 МВА.	U = 334 кВ; L = 200 км; АС-240/56; $\underline{S}$=80+j30 МВА.
2	Напряжение: Длина линии: Марка провода: Мощность:	$U_{ном}$ = 220 кВ; L = 180 км; АС-185/43; $\underline{S}$=120+j80 МВА.	U = 337 кВ; L = 210 км; АС-240/56; $\underline{S}$=155+j90 МВА.	7	$U_{ном}$ = 330 кВ; L = 210 км; АС-240/56; $\underline{S}$=155+j90 МВА.	U = 225 кВ; L = 180 км; АС-185/43; $\underline{S}$=120+j80 МВА.
3	Напряжение: Длина линии: Марка провода: Мощность:	$U_{ном}$ = 110 кВ; L =20 км; АС-70/11; $\underline{S}$=45+j35 МВА.	U = 335 кВ; L = 240 км; АС-240/32; $\underline{S}$=200+j120 МВА.	8	$U_{ном}$ = 330 кВ; L = 240 км; АС-240/32; $\underline{S}$=200+j120 МВА.	U = 117 кВ; L = 50 км; АС-150/24; $\underline{S}$=65+j65 МВА.
4	Напряжение: Длина линии: Марка провода: Мощность:	$U_{ном}$ = 330 кВ; L = 300 км; АС-240/56; $\underline{S}$=300+j10 МВА.	U = 224 кВ; L = 180 км; АС-240/56; $\underline{S}$=150+j50 МВА.	9	$U_{ном}$ = 220 кВ; L = 180 км; АС-240/56; $\underline{S}$=150+j50 МВА.	U = 337 кВ; L = 300 км; АС-240/56; $\underline{S}$=300+j10 МВА.

1. По двухцепной линии напряжением $U_{ном}$ и длиной L необходимо доставить потребителям мощность $\underline{S}$ (исходные данные согласно таблице согласно таблице задания) при напряжении U=$U_{ном}$. Найти мощность и напряжение, которые нужно подвести к линии для случаев одновременной

работы двух цепей и одной из них.

2. От шин районной подстанции с уровнем напряжения U по линии длиной L питается потребитель мощностью $\underline{S}$. Найти мощность, выдаваемую подстанцией в линию, и напряжение в конце линии в данном режиме, а также при отключенной нагрузке

Задачи повышенного уровня

3. По воздушной линии напряжением 6 кВ и длиной 8 км, выполненной проводом АС-70/11, передается мощность 700 кВА при коэффициенте мощности $\cos\varphi = 0{,}9$.

Оценить влияние поперечной составляющей падения напряжения на точность расчета напряжения в начале линии, если в конце линии оно равно номинальному значению.

4. Определить погрешность от неучета поперечной составляющей падения напряжения при расчете напряжения в начале воздушной линии длиной 80 км, выполненной проводом АС-300/39, в конце которой напряжение равно 225 кВ при нагрузке $\underline{S} = 100 + j30$ МВА.

5. По двум параллельно работающим линиям с напряжением в конце 112 кВ и длиной 60 км, выполненной проводами АС-185/29, получает электроэнергию потребитель мощностью 70 МВт при коэффициенте мощности $\cos\varphi = 0{,}92$. Найти потери мощности и напряжение в начале линий.

6. От шин районной подстанции с уровнем напряжения 230 кВ в выдается мощность 130 МВА при $\cos\varphi = 0{,}91$. Определить значения мощности и напряжения в конце линии для случаев передачи мощности по двум и одной цепям линии.

7. Воздушная линии длиной 250 км с расщепленной фазой, выполненной проводами 2×АС-300/39, без нагрузки одним концом подключена к шинам подстанции с напряжением 335 кВ. Определить

напряжение на другом конце линии.

8. По воздушной линии напряжением 110 кВ и длиной 50 км, выполненной проводом АС-150/24, получает электроэнергию потребитель. На основе расчетов построить зависимости:

- к.п.д. в функции полной мощности $S_2 = 0...35$ МВА при постоянных значениях в конце линии $\cos\varphi_2 = 0{,}9$ и $U_2 = U_H$.

- напряжения в начале линии U_1 от мощности $U_1 = f(S_2)$ при постоянных значениях $\cos\varphi_2 = 0{,}9$ и $U_2 = U_H$.

- напряжения в начале линии от $\cos\varphi_2$ при $U_2 = U_H$ и $S_2 = 35$ МВА.

9. Найти потери мощности в лини напряжением 380 В, питающей группу электроприемников мощностью 40 кВт при $\cos\varphi = 0{,}85$. Линия длиной 300 м выполнена кабелем АВВГ-4×50.

Приложение 1. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1. Погонные активное r_0 и индуктивное x_0 сопротивления проводов и кабелей с медными алюминиевыми жилами, применяемых в сетях напряжением до 1000 В, Ом/км

Сечение жилы, мм^2	r_0					x_0			
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		Трехжильный кабель с бумажной изоляцией	Провода в трубах	Провода, проложенные открыто на расстоянии 20 см между ними	Воздушная ЛЭП
	Температура, °С								
	30	40	50	30	45				
1,5	12,300	12,800	13,300	—	—	0,1130	0,1260	0,374	—
2,5	7,400	7,700	8,000	12,500	13,300	0,1040	0,1160	0,358	—
4	4,630	4,810	5,000	7,810	8,340	0,0950	0,1070	0,343	—
6	3,090	3,200	3,340	5,210	5,560	0,0900	0,0990	0,330	—
10	1,850	1,920	2,000	3,120	3,330	0,0730	0,0970	0,307	—
16	1,160	1,200	1,250	1,950	2,080	0,0675	0,0947	0,293	0,354
25	0,740	0,770	0,800	1,250	1,330	0,0662	0,0912	0,278	0,339
35'	0,530	0,550	0,572	0,894	0,951	0,0637	0,0879	0,268	0,330
50	0,370	0,385	0,400	0,625	0,666	0,0625	0,0854	0,256	0,317
70	0,265	0,275	0,286	0,447	0,474	0,0612	0,0819	0,245	0,307
95	0,195	0,202	0,210	0,329	0,351	0,0602	0,0807	0,236	0,291
120	0,154	0,160	0,167	0,261	0,278	0,0600	0,0802	0,229	0,295

Примечание. Значения x_0, приведенные в графе «Провода в трубах», с точностью до 3—5 % применимы для кабелей с резиновой изоляцией.

Таблица 2. Расчетные данные сталеалюминиевых проводов марок АС, АСКО*, АСКП ** и АСК *** по ГОСТ 839—80

Номинальные сечения, мм^2 (алюминий/сталь)	Сопротивление постоянному току при 20 ºС, Ом/км не более	Сечение проводов, мм^2		Диаметр провода, мм	Номинальные сечении, мм^2 (алюминий/сталь)	Сопротивление постоянному току при 20 ºС, Ом/км не более	Сечение проводов, мм^2		Диаметр провода, мм
		алюминиевых	стальных				алюминиевых	стальных	
35/6,2	0,773	36,9	6,15	8,4	300/39	0,096	301	38,6	24,0
50/8	0,592	48,2	8,04	9,6	300/48	0,098	295	47,8	24,1
70/11	0,420	68,0	11,30	11,4	300/66	0,100	288	65,8	24,5
95/16	0,299	95,4	15,90	13,5	300/27	0,089	325	26,6	24,4
95/15	0,314	91,7	15,00	13,5	330/43	0,087	332	43,1	25,2
95/141	0,316	91,2	141,0	19,8	400/22	0,073	394	22,0	26,6
120/19	0,245	118	18,8	15,2	400/51	0,073	394	51,1	27,5
150/19	0,195	148	18,8	16,8	400/93	0,071	406	93,2	29,1
150/24	0,194	149	24,2	17,1	450/50	0,067	434	56,3	28,8
150/34	0,196	147	34,3	17,5	500/27	0,060	481	26,6	29,4
185/24	0,154	187	24,2	18,9	500/64	0,059	490	63,5	30,6
185/29	0,159	181	29,0	18,8	500/336	0,059	490	336,0	37,5
185/43	0,156	185	43,1	19,6	550/71	0,053	549	71,2	32,4
185/128	0,155	187	128,0	23,1	600/72	0,050	580	72,2	33,2
205/27	0,140	205	26,6	19,8	650/79	0,046	634	78,9	34,7
240/32	0,118	244	31,7	21,6	700/86	0,042	687	85,9	36,2
240/39	0,122	236	38,6	21,6	750/93	0,039	748	93,2	37,7
240/56	0,120	241	56,3	22,4	800/105	0,035	821	105,0	39,7

* Соответствует проводу АС, но межпроволочное пространство стального сердечника, включая наружную поверхность, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости.

** Соответствует проводу АС, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости,

*** То же, что и АС, но стальной сердечник изолирован двумя лентами из полиэтилтерефталатной пленки.

Таблица 3. Погонное индуктивное сопротивление проводов, Ом/км

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	Сечение проводов, мм^2								
	16	25	35	50	70	95	120	150	185
0,4	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—
0,6	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280
0,8	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298
1,0	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313
1,25	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327
1,5	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338
2,0	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357
2,5	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371
3,0	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382
3,5	—	—	0,445	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,384
4,0	—	—	—	—	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400
4,5	—	—	—	—	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407
5,0	—	—	—	—	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414
5,5	—	—	—	—	—	—	0,431	0,426	0,420

Таблица 4. Погонные активное r_0, и индуктивное x_0 сопротивления стальных многопроволочных проводов, Ом/км

Ток, А	r_0					x_0				
	ПМС-25, ПС-25	ПМС-35, ПС-35	ПМС-50, ПС-50	ПМС-70, ПС-70	ПМС-95, ПС-95	ПМС-25, ПС-25	ПМС-35, ПС-35	ПМС-50, ПС-50	ПМС-70, ПС-70	ПМС-95, ПС-95
1	5,25	3,66	2,75	1,70	1,55	0,54	0,33	0,23	0,16	0,08
1,5	5,25	3,66	2,75	1,70	1,55	0,55	0,33	0,23	0,16	0,08
2	5,27	3,66	2,75	1,70	1,55	0,55	0,35	0,24	0,17	0,08
3	5,28	3,67	2,75	1,70	1,55	0,56	0,36	0,25	0,17	0,08
4	5,30	3,69	2,75	1,70	1,55	0,59	0,37	0,25	0,18	0,08
5	5,32	3,70	2,75	1,70	1,55	0,63	0,40	0,46	0,18	0,08
6	5,35	3,71	2,75	1,70	1,55	0,67	0,42	0,27	0,19	0,08
7	5,37	3,73	2,75	1,70	1,55	0,70	0,45	0,27	0,19	0,08
8	5,40	3,75	2,76	1,70	1,55	0,77	0,48	0,28	0,20	0,08
9	5,45	3,77	2,77	1,70	1,55	0,84	0,51	0,29	0,20	0,08
10	5,50	3,80	2,78	1,70	1,55	0,93	0,55	0,30	0,21	0,08
15	5,97	4,02	2,80	1,70	1,55	1,33	0,75	0,35	0,23	0,08
20	6,70	4,40	2,85	1,72	1,55	1,63	1,04	0,42	0,25	0,09
25	6,97	4,89	2,95	1,74	1,55	1,91	1,32	0,49	0,27	0,09
30	7,10	5,21	3,10	1,77	1,56	2,01	1,56	0,59	0,30	0,09
35	7,10	5,36	3,25	1,79	1,56	2,06	1,64	0,69	0,33	0,09
40	7,02	5,35	3,40	1,83	1,57	2,09	1,69	0,80	0,37	0,10
50	6,85	5,25	3,61	1,93	1,58	2,07	1,72	1,00	0,45	0,11
60	6,70	5,13	3,69	2,07	1,58	2,00	1,70	1,10	0,55	0,13
70	6,60	5,00	3,73	2,21	1,61	1,90	1,64	1,14	0,65	0,15
80	6,50	4,89	3,70	2,77	1,63	1,79	1,57	1,15	0,70	0,17
90	6,40	4,78	3,68	2,29	1,67	1,73	1,50	1,14	0,72	0,20
100	6,32	4,71	3,65	2,33	1,71	1,67	1,43	1,13	0,73	0,22
150	—	4,47	3,50	2,38	1,87	—	1,27	0,95	0,73	0,34
200	—	—	—	2,19	1,88	—	—	—	0,69	0,35

Таблица 5. Погонное индуктивное сопротивление воздушных ЛЭП со стальными проводами, Ом/км

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	Марка проводов							
	ПСО-3,5	ПСО-4	ПСО-5	ПС-25 ПМС-25	ПС-35, ПМС-35	ПС-50, ПМС-50	ПС-70, ПМС-70	ПС-95, ПМС-95
0,4	0,341	0,332	0,318	0,311	0,290	0,281	—	—
0,6	0,368	0,359	0,345	0,336	0,317	0,308	0,295	—
0,8	0,384	0,375	0,361	0,354	0,333	0,324	0,311	0,303
1,0	0,398	0,389	0,375	0,368	0,347	0,338	0,325	0,317
1,25	—	0,403	0,389	0,381	0,361	0,352	0,339	0,331
1,5	—	0,414	0,400	0,393	0,372	0,363	0,350	0,342
2,0	—	—	—	0,412	0,391	0,382	0,369	0,361
2,5	—	—	—	0,426	0,405	0,396	0,383	0,375
3,0	—	—	—	0,437	0,416	0,406	0,394	0,386

Таблица 6. Расчетные данные на 1 км кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой

Сечение жилы, мм^2	Активное сопротивление жил, r_0 (Ом) при +20 ºС		Индуктивное сопротивление x_0 (Ом) и реактивная мощность q_0 (квар) при напряжении, кВ							
	медная	алюминиевых	6		10		20		35	
			x_0	q_0	x_0	q_0	x_0	q_0	x_0	q_0
10	1,840	3,100	0,110	2,3	—	—	—	—	—	—
16	1,150	1,940	0,102	2,6	0,113	5,9	—	—	—	—
25	0,740	1,240	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8	—	—
35	0,520	0,890	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6	—	—
50	0,370	0,620	0,083	5,2	0,090	11,7	0,119	31,8	—	—
70	0,260	0,443	0,080	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	20,0	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5	—	—	—	—

Таблица 7. Расчетные данные на 100 км воздушных ЛЭП напряжением 35— 150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Сечение жилы, мм^2	Активное сопротивление жил, r (Ом) при +20 ºС	Индуктивное сопротивление x (Ом), проводимость b (См·10^{-4}) и реактивная мощность q (Мвар) при напряжении, кВ							
		35		по			150		
		x	b	x	b	q	x	b	q
35	77,3	44,5	2,59	—	—	—	—	—	—
50	59,2	43,3	2,65	—	—	—	—	—	—
70	42,0	42,0	2,73	—	—	—	—	—	—
95	31,4	41,1	2,81	42,9	2,65	3,50	—	—	—
120	24,9	40,3	2,85	42,3	2,69	3,60	43,9	2,61	6,5
150	19,5	39,8	2,90	41,6	2,74	3,65	43,2	2,67	6,7
185	15,6	38,4	2,96	40,9	2,82	3,70	42,4	2,71	6,8
240	12,0	—	—	40,1	2,85	3,75	41,6	2,75	6,9

Таблица 8. Расчетные данные на 100 км воздушных ЛЭП напряжением 220—750 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Сечение жилы, мм^2	Число проводов в фазе	Активное сопротивление жил, r (Ом) при +20 ºС	Индуктивное сопротивление x (Ом), проводимость b (См·10^{-4}) и реактивная мощность q (Мвар) при напряжении, кВ											
			220			330			500			750		
			x	b	q	x	b	q	x	b	q	x	b	q
240	1	12,0	43,0	2,66	14,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	6,0	—	—	—	32,8	3,44	41,7	—	—	—	—	—	—
300	1	9,8	42,2	2,71	14,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	4(9	—	—	—	32,5	3,47	42,0	—	—	—	—	—	—
330	3	2,9	—	—	—	—	—	—	29,9	3,74	93,5	—	—	—
400	1	7,3	41,4	2,73	14,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	3,7	—	—	—	32,1	3,52	42,7	—	—	—	—	—	—
	3	2,4	—	—	—	—	—	—	29,8	3,76	94,0	—	—	—
	4	1,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,0	3,99	224
500	1	5,9	41,0	2,79	14,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	3,0	—	—	—	31,8	3,55	43,0	—	—	—	—	—	—
	3	2,0	—	—	—	—	—	—	29,5	3,79	94,8	—	—	—
	4	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	27,9	4,00	225

Таблица 9, Потери на корону в воздушных ЛЭП напряжением 220—900 кВ

Сечение жилы, мм^2	Число проводов в фазе	Напряженность поля, кВ/см	$\Delta Э_{max}$, кВт·ч/км	$\Delta Э_{min}$, кВт·ч/км	ΔP_{max}, кВт/км	ΔP_{min}, кВт/км
220 кВ ($a_{ср}$ = 40 см; $D_{ср}$ = 7 м)						
240	1	25,2	23 700	10 100	2,7	1,2
300	1	23,5	17 600	7250	2,0	0,8
400	1	20,7	9150	3330	1,0	0,4
500	1	19,0	6150	2390	0,7	0,3
330 кВ ($a_{ср}$ = 40 см; $D_{ср}$ = 11 м)						
240	2	25,7	55 000	23 700	6,3	2,7
300	2	23,9	40 100	16 400	4,6	1,9
400	2	21,2	22 200	8600	2,5	1,0
500	2	19,3	13 700	4780	1,6	0,5
550 кВ ($a_{ср}$ = 40 см; $D_{ср}$ = 14 м)						
330	3	25,4	101 000	73 200	11,5	4,9
400	3	24,0	107 000	46 000	12,2	5,2
600	3	21,8	65 600	26 600	7,5	3,0

Практическое занятие № 6

Расчетные нагрузки подстанций

Теоретические положения

На рисунке 5.1, *а* приведена схема электрической сети, состоящей из трех линий и трех трансформаторных подстанций. На рисунке 5.1, *б* приведена схема замещения этой же сети.

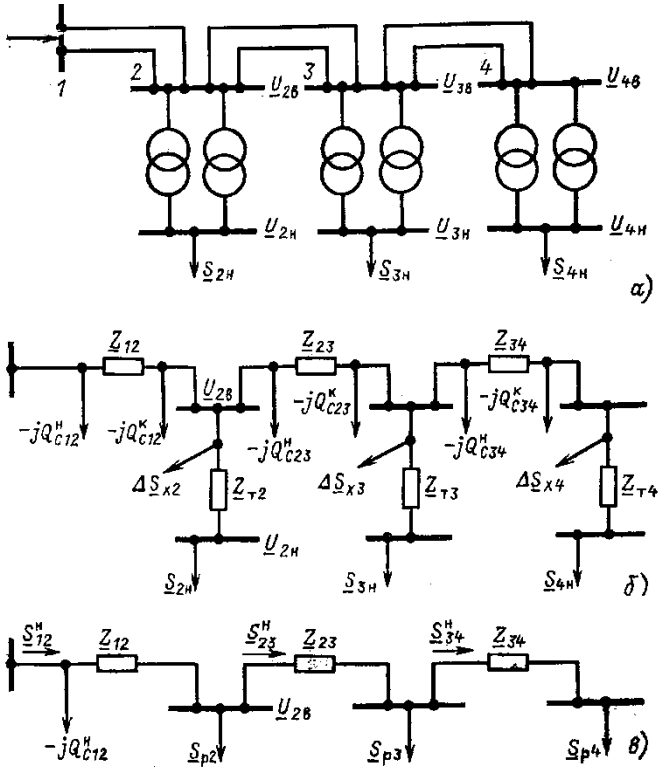


Рисунок 5.1 – Расчет режима радиальной сети с трансформаторами: *а*–схема сети; *б*–схема замещения; *в*–упрощенная схема замещения с расчетными нагрузками подстанций

Для упрощения расчетов используются расчетные нагрузки подстанций. Расчетная нагрузка подстанции включает кроме мощности нагрузки потери в стали и меди трансформаторов подстанции, реактивную мощность, генерируемую в половине емкости линий, соединенных с данной подстанцией. Расчетная нагрузка, например, для подстанции *2* определяется следующим выражением:

$$\underline{S}_{p2} = \underline{S}_{2н} + \Delta\underline{S}_{T2} + \Delta\underline{S}_{x2} - jQ^{н}_{C23} - jQ^{к}_{C12} \qquad (5.1)$$

В этом выражении $\underline{S}_{2н}$ – нагрузка второй подстанции; $\Delta\underline{S}_{T2}$ – потери в меди трансформатора *2;* $\Delta\underline{S}_{x2}$ – потери в стали трансформатора *2;* $jQ_{C23}^{н}$ и $jQ_{C12}^{к}$ – реактивные мощности, генерируемые в конце линии *12* и начале линии *23.* Таким образом, расчетная нагрузка подстанции включает кроме мощности нагрузки потери в стали и меди трансформаторов подстанции, реактивную мощность, генерируемую в половине емкости линий, соединенных с данной подстанцией.

Использование расчетных нагрузок подстанции существенно упрощает схему замещения и соответственно расчет, однако приводит к определенной погрешности расчета: расчетные нагрузки подстанций вычисляются до того, как выполнен электрический расчет, и напряжения НН и ВН подстанций неизвестны. Поэтому потери мощности в меди трансформатора $\Delta\underline{S}_{T2}$ рассчитываются по (5.2), (5.3), а емкостные мощности линий определяются по номинальным напряжениям.

Потери активной и реактивной мощности в двухобмоточных трансформаторах по каталожным данным без расчета параметров схемы замещения:

$$\Delta P = \Delta P_x + \frac{\Delta P_k S_2^2}{S_{ном}^2} \text{ МВт;} \qquad (5.2)$$

$$\Delta Q = \frac{I_x \%_0 S_{ном}}{100} + \frac{u_k \%_0 S_2^2}{100 S_{ном}} \text{ Мвар} \qquad (5.3)$$

где S_2 полная мощность, снимаемая со вторичной обмотки трансформатора, МВА.

Расчет сети, включающей кроме линий еще и двухобмоточные трансформаторы (рисунок 5.1), можно проводить в два этапа, причем 1-й этап, т. е. расчет потоков и потерь мощности для сети, схема замещения которой включает трансформаторы (рисунок 5.1,*б*). Учет трансформаторов приводит к определенным особенностям на 2-м этапе при расчете напряжений.

Примеры решения задач

Задание 1

Определить расчетные нагрузки подстанций, *2, 3, 4* (рисунок 5.2). Активные мощности нагрузок $P_{2н}$=22 МВт, $P_{3н}$=17 МВт, $P_{4н}$=30 МВт, коэффициенты мощности всех нагрузок $\cos\varphi$ = 0,86. Длины участков и марки использованных проводов 110 кВ указаны на рисунке 4.2, а. На подстанциях *2–4* установлены по два трансформатора следующих типов: подстанция 2–ТРДН-25000/110; подстанция 3–ТДН-16000/110, подстанция 4–ТРДН-40000/110.

Решение:

По [Идельчик] находим удельные сопротивления проводов АС-240/32, АС-150/24, АС-120/19, удельные емкостные проводимости и определяем активные и реактивные сопротивления и проводимости двухцепных линий:

$$r_{12} = 0{,}5 \cdot 0{,}12 \cdot 22{,}5 = 1{,}35 \text{ Ом}; \; x_{12} = 0{,}5 \cdot 0{,}405 \cdot 22{,}5 = 4{,}56 \text{ Ом};$$

$$b_{12} = 2 \cdot 2{,}81 \cdot 10^{-6} \cdot 22{,}5 = 1{,}26 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$r_{23} = 0{,}5 \cdot 0{,}198 \cdot 22{,}5 = 2{,}23 \text{ Ом}; \; x_{23} = 0{,}5 \cdot 0{,}42 \cdot 22{,}5 = 4{,}72 \text{ Ом};$$

$$b_{23} = 2 \cdot 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 22{,}5 = 1{,}22 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$r_{34} = 0{,}5 \cdot 0{,}249 \cdot 30 = 3{,}74 \text{ Ом}; \; x_{34} = 0{,}5 \cdot 0{,}427 \cdot 30 = 6{,}4 \text{ Ом};$$

$$b_{34} = 2 \cdot 2{,}66 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 1{,}6 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Для определения расчетной нагрузки подстанции предварительно найдем зарядные мощности линий, потери мощности в трансформаторах и полную мощность нагрузки.

Емкостные мощности определим по номинальному напряжению. Реактивная мощность, генерируемые линиями 34, 23 и 12:

$$Q_{C34} = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{34} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 1{,}6 \cdot 10^{-4} = 0{,}97 \text{ Мвар};$$

$$Q_{C23} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 1{,}22 \cdot 10^{-4} = 0{,}74 \text{ Мвар};$$

$$Q_{C12} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 1{,}264 \cdot 10^{-4} = 0{,}76 \text{ Мвар.}$$

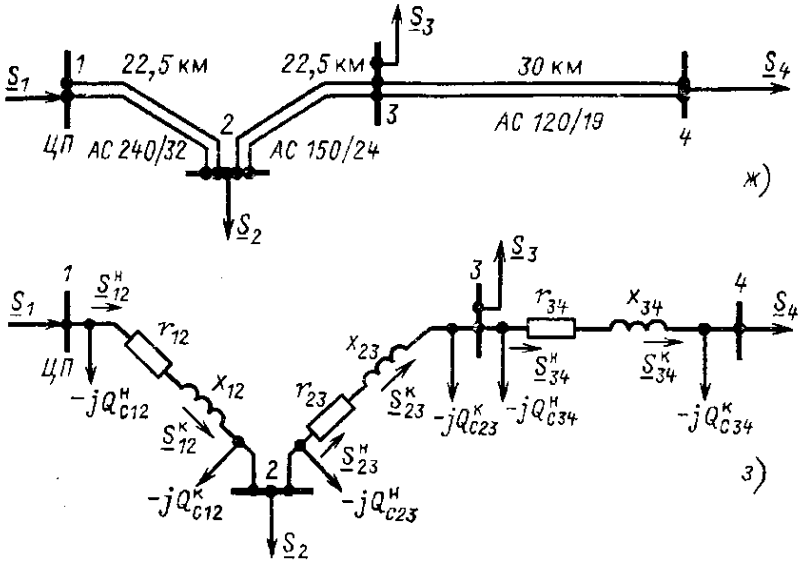


Рисунок 5.2 – Расчет режима разомкнутой питающей сети:
а – схема сети из трех линий: б – схема замещения сети из трех линий

Мощности нагрузок равны:

$$\underline{S}_{2н} = 22 + j22 \cdot 0{,}593 = 22 + j13{,}054 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3н} = 17 + j17 \cdot 0{,}593 = 17 + j10{,}087 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{4н} = 30 + j37 \cdot 0{,}593 = 30 + j17{,}801 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{2н} = 25{,}58 \text{ МВА}; \ \underline{S}_{3н} = 19{,}77 \text{ МВА}; \ \underline{S}_{4н} = 34{,}88 \text{ МВА}.$$

Параметры трансформаторов, приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры трансформаторов

Тип	$S_{ном}$, МВА	Каталожные данные					Расчетные данные		
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_k,%	$\Delta P_к$, $\Delta P_х$,кВт		r_T, x_T, Ом		$\Delta Q_х$, квар
		ВН	НН						
ТДН-16000/110	16	115	11	10,5	85	19	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	115	10,5 10,5	10,5	120	27	2,54	55,9	175
ТРДН-40000/110	40	115	10,5 10,5	10,5	172	36	1,4	34,7	260

Расчетные нагрузки подстанций определим по (5.1):

подстанция 2:

$$\Delta P_{T2} = \frac{22^2 + 13{,}054^2}{115^2} 2{,}54 = 0{,}126 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{T2} = \frac{22^2 + 13{,}054^2}{115^2} 55{,}9 = 2{,}766 \text{ Мвар};$$

$$\underline{S}_{p2} = 22 + j13{,}054 + 0{,}5(0{,}126 + j2{,}766) + 2(0{,}027 + j0{,}175) - j0{,}76 - j0{,}74 =$$

$$= 22{,}117 + j13{,}287 \text{ МВА};$$

подстанция *3:*

$$\Delta P_{T3} = \frac{17^2 + 10{,}087^2}{115^2} 4{,}38 = 0{,}129 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{T3} = \frac{17^2 + 10{,}087^2}{115^2} 86{,}7 = 2{,}562 \text{ Мвар};$$

$$\underline{S}_{p3} = 17 + j10{,}087 + 0{,}5(0{,}129 + j2{,}562) + 2(0{,}019 + j0{,}112) - j0{,}74 - j0{,}97 =$$

$$= 17{,}103 + j9{,}886 \text{ МВА};$$

подстанция *4:*

$$\Delta P_{T4} = \frac{30^2 + 17{,}801^2}{115^2} 1{,}4 = 0{,}129 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{T4} = \frac{30^2 + 17{,}801^2}{115^2} 34{,}7 = 3{,}193 \text{ Мвар};$$

$$\underline{S}_{p4} = 30 + j17{,}801 + 0{,}5(0{,}129 + j3{,}193) + 2(0{,}036 + j0{,}260) - j0{,}97 =$$

$$= 30{,}136 + j18{,}949 \text{ МВА}.$$

Задания для самостоятельной работы

Варианты к задачам для самостоятельного решения

1. Определить расчетные нагрузки подстанций, *2, 3, 4* (рисунок 4.2). Исходные данные приведены в таблице, коэффициенты мощности всех нагрузок cosφ=0,86.

Последняя цифра зачётной книжки	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Величины										
Активная мощность нагрузки $P_{2н}$: (МВт)	22	55	29	33	5	50	11	53	40	40
Активная мощность нагрузки $P_{3н}$: (МВт)	17	35	11	90	23	30	21	25	20	50
Активная мощность нагрузки $P_{4н}$: (МВт)	24	40	31	51	21	40	18	49	17	30
Длина линии L_{12}: (км)	20	70	22	81	25	65	41	88	35	90
Длина линии L_{23}: (км)	35	80	29	96	40	75	28	60	39	80
Длина линии L_{34}: (км)	50	90	47	69	55	85	31	58	15	70
Марка провода линии L_{12}:	АС-95/16	АС-120/19	АС-150/24	АС-185/128	АС-95/16	АС-120/19	АС-150/24	АС-120/19	АС-95/16	АС-120/19
Марка провода линии L_{23}:	АС-120/19	АС-150/24	АС-120/19	АС-150/19	АС-120/19	АС-150/24	АС-120/19	АС-150/24	АС-120/19	АС-150/24
Марка провода линии L_{34}:	АС-150/19	АС-185/29	АС-95/141	АС-120/19	АС-150/19	АС-185/29	АС-95/141	АС-185/29	АС-150/19	АС-185/29
Напряжение U: (кВ)	110	220	110	220	110	220	110	220	110	220
Трансформатор 2:	ТРДН-25000/110	ТРДЦН-63000/230	ТРДН-32000/110	ТДЦ-80000/220	ТМН-6300/110	ТРДЦН-63000/230	ТДН-10000/110	ТРДН-32000/220	ТРДЦН-63000/110	ТРДЦН-63000/230
Трансформатор 3:	ТДН-16000/110	ТРДН-32000/220	ТДН-16000/110	ТДЦ-125000/220	ТРДН-25000/110	ТРДН-32000/220	ТРДН-25000/110	ТДЦ-125000/220	ТДН-16000/110	ТДЦ-80000/220
Трансформатор 4:	ТРДН-40000/110	ТДЦ-80000/220	ТРДН-40000/110	ТРДЦН-63000/230	ТРДН-40000/110	ТДЦ-80000/220	ТМН-6300/110	ТРДЦН-63000/230	ТРДН-25000/110	ТРДН-32000/220

Практическое занятие №7

Определение напряжения на стороне низшего напряжения подстанций

На рисунке 6.1 приведена схема замещения подстанции *2* сети, приведенной на рисунке 5.1, *а.* При использовании расчетных нагрузок подстанций можно определить напряжения на стороне ВН подстанций U_{2B}, U_{3B}, U_{4B} (рисунок 5.1, *а*). Рассмотрим способ определения напряжения на стороне НН подстанций, например напряжения U_{2B}, на рисунке 6.1.

Здесь трансформатор представлен в виде двух элементов: первый элемент – сопротивление трансформатора Z_{T2}, второй – идеальный трансформатор. Идеальный трансформатор не имеет сопротивления, но обладает коэффициентом трансформации:

$$n_T = U_{B.HOM} / U_{H.HOM} \qquad (6.1)$$

Такое условное разделение трансформатора на его сопротивление и идеальный трансформатор применяется, когда совместно рассматриваются сети высшего и низшего напряжений без приведения параметров сетей к одному базисному напряжению. Расчет напряжения НН подстанции ведется точно так же, как напряжения в конце любого сопротивления.

Обозначим U_{2B}^{B} приведенное к стороне ВН напряжение на шинах низшего напряжения; U_{2H}^{B} – действительное напряжение на шинах низшего напряжения. Известна мощность нагрузки $\underline{S}_{2н}$. На 1-м этапе мощность $\underline{S}_{T2}^{н}$ определяется из следующего выражения:

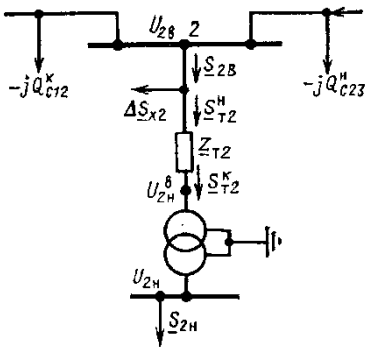


Рисунок 6.1 – Схема замещения подстанции

$$\underline{S}_{T2}^{н} = \underline{S}_{2B} - \Delta\underline{S}_{x2}, \tag{6.2}$$

где мощность $\underline{S}_{2B}$ равна:

$$\underline{S}_{2B} = \underline{S}_{2н} + \Delta\underline{S}_{T2} + \Delta\underline{S}_{x2}. \tag{6.3}$$

По известному напряжению U_2 и мощности $\underline{S}_{T2}^{н}$, легко определить напряжение U_{2H}^{B} в конце сопротивления Z_{T2}.

Это напряжение определяется по формулам расчета по данным начала:

$$\underline{U}_{2H}^{B} = \underline{U}_2 - \frac{P_{T2}^{н} \cdot r_{T2} + Q_{T2}^{н} \cdot x_{T2}}{U_2} - j\frac{P_{T2}^{н} \cdot x_{T2} - Q_{T2}^{н} \cdot r_{T2}}{U_2}; \tag{6.4}$$

$$U_{2H}^{B} = \sqrt{\left(\underline{U}_2 - \frac{P_{T2}^{н} \cdot r_{T2} + Q_{T2}^{н} \cdot x_{T2}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{T2}^{н} \cdot x_{T2} - Q_{T2}^{н} \cdot r_{T2}}{U_2}\right)^2}; \tag{6.5}$$

$$tg\delta = \frac{P_{T2}^{н} \cdot x_{T2} - Q_{T2}^{н} \cdot r_{T2}}{U_2^2 - (P_{T2}^{н} \cdot r_{T2} + Q_{T2}^{н} \cdot x_{T2})}. \tag{6.6}$$

Таким образом, определяются модуль напряжения U_{2H}^{B} и его фаза. Для того чтобы найти действительное напряжение НН подстанции, т. е. U_{2H}, надо разделить напряжение U_{2H}^{B} на коэффициент трансформации:

$$U_{2H} = \frac{U_{2H}^{B}}{n_T} = U_{2H}^{B} \cdot \frac{U_{H.НОМ}}{U_{B.НОМ}}. \tag{6.7}$$

Приложение 1. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1. Погонные активное r_0 и индуктивное x_0 сопротивления проводов и кабелей с медными алюминиевыми жилами, применяемых в сетях напряжением до 1000 В, Ом/км

Сечение жилы, мм^2	r_0					x_0			
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		Трехжильный кабель с бумажной изоляцией	Провода в трубах	Провода, проложенные открыто на расстоянии 20 см между ними	Воздушная ЛЭП
	Температура, °С								
	30	40	50	30	45				
1,5	12,300	12,800	13,300	—	—	0,1130	0,1260	0,374	—
2,5	7,400	7,700	8,000	12,500	13,300	0,1040	0,1160	0,358	—
4	4,630	4,810	5,000	7,810	8,340	0,0950	0,1070	0,343	—
6	3,090	3,200	3,340	5,210	5,560	0,0900	0,0990	0,330	—
10	1,850	1,920	2,000	3,120	3,330	0,0730	0,0970	0,307	—
16	1,160	1,200	1,250	1,950	2,080	0,0675	0,0947	0,293	0,354
25	0,740	0,770	0,800	1,250	1,330	0,0662	0,0912	0,278	0,339
35'	0,530	0,550	0,572	0,894	0,951	0,0637	0,0879	0,268	0,330
50	0,370	0,385	0,400	0,625	0,666	0,0625	0,0854	0,256	0,317
70	0,265	0,275	0,286	0,447	0,474	0,0612	0,0819	0,245	0,307
95	0,195	0,202	0,210	0,329	0,351	0,0602	0,0807	0,236	0,291
120	0,154	0,160	0,167	0,261	0,278	0,0600	0,0802	0,229	0,295

Примечание. Значения x_0, приведенные в графе «Провода в трубах», с точностью до 3—5 % применимы для кабелей с резиновой изоляцией.

Таблица 2. Расчетные данные сталеалюминиевых проводов марок АС, АСКО*, АСКП ** и АСК *** по ГОСТ 839—80

Номинальные сечения, мм^2 (алюминий/сталь)	Сопротивление постоянному току при 20 ºС, Ом/км не более	Сечение проводов, мм^2		Диаметр провода, мм	Номинальные сечении, мм^2 (алюминий/сталь)	Сопротивление постоянному току при 20 ºС, Ом/км не более	Сечение проводов, мм^2		Диаметр провода, мм
		алюминиевых	стальных				алюминиевых	стальных	
35/6,2	0,773	36,9	6,15	8,4	300/39	0,096	301	38,6	24,0
50/8	0,592	48,2	8,04	9,6	300/48	0,098	295	47,8	24,1
70/11	0,420	68,0	11,30	11,4	300/66	0,100	288	65,8	24,5
95/16	0,299	95,4	15,90	13,5	300/27	0,089	325	26,6	24,4
95/15	0,314	91,7	15,00	13,5	330/43	0,087	332	43,1	25,2
95/141	0,316	91,2	141,0	19,8	400/22	0,073	394	22,0	26,6
120/19	0,245	118	18,8	15,2	400/51	0,073	394	51,1	27,5
150/19	0,195	148	18,8	16,8	400/93	0,071	406	93,2	29,1
150/24	0,194	149	24,2	17,1	450/50	0,067	434	56,3	28,8
150/34	0,196	147	34,3	17,5	500/27	0,060	481	26,6	29,4
185/24	0,154	187	24,2	18,9	500/64	0,059	490	63,5	30,6
185/29	0,159	181	29,0	18,8	500/336	0,059	490	336,0	37,5
185/43	0,156	185	43,1	19,6	550/71	0,053	549	71,2	32,4
185/128	0,155	187	128,0	23,1	600/72	0,050	580	72,2	33,2
205/27	0,140	205	26,6	19,8	650/79	0,046	634	78,9	34,7
240/32	0,118	244	31,7	21,6	700/86	0,042	687	85,9	36,2
240/39	0,122	236	38,6	21,6	750/93	0,039	748	93,2	37,7
240/56	0,120	241	56,3	22,4	800/105	0,035	821	105,0	39,7

* Соответствует проводу АС, но межпроволочное пространство стального сердечника, включая наружную поверхность, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости.

** Соответствует проводу АС, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости,

*** То же, что и АС, но стальной сердечник изолирован двумя лентами из полиэтилтерефталатной пленки.

Таблица 3. Погонное индуктивное сопротивление проводов, Ом/км

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	Сечение проводов, мм^2								
	16	25	35	50	70	95	120	150	185
0,4	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—
0,6	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280
0,8	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298
1,0	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313
1,25	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327
1,5	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338
2,0	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357
2,5	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371
3,0	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382
3,5	—	—	0,445	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,384
4,0	—	—	—	—	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400
4,5	—	—	—	—	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407
5,0	—	—	—	—	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414
5,5	—	—	—	—	—	—	0,431	0,426	0,420

Таблица 4. Погонные активное r_0, и индуктивное x_0 сопротивления стальных многопроволочных проводов, Ом/км

Ток, А	r_0					x_0				
	ПМС-25, ПС-25	ПМС-35, ПС-35	ПМС-50, ПС-50	ПМС-70, ПС-70	ПМС-95, ПС-95	ПМС-25, ПС-25	ПМС-35, ПС-35	ПМС-50, ПС-50	ПМС-70, ПС-70	ПМС-95, ПС-95
1	5,25	3,66	2,75	1,70	1,55	0,54	0,33	0,23	0,16	0,08
1,5	5,25	3,66	2,75	1,70	1,55	0,55	0,33	0,23	0,16	0,08
2	5,27	3,66	2,75	1,70	1,55	0,55	0,35	0,24	0,17	0,08
3	5,28	3,67	2,75	1,70	1,55	0,56	0,36	0,25	0,17	0,08
4	5,30	3,69	2,75	1,70	1,55	0,59	0,37	0,25	0,18	0,08
5	5,32	3,70	2,75	1,70	1,55	0,63	0,40	0,46	0,18	0,08
6	5,35	3,71	2,75	1,70	1,55	0,67	0,42	0,27	0,19	0,08
7	5,37	3,73	2,75	1,70	1,55	0,70	0,45	0,27	0,19	0,08
8	5,40	3,75	2,76	1,70	1,55	0,77	0,48	0,28	0,20	0,08
9	5,45	3,77	2,77	1,70	1,55	0,84	0,51	0,29	0,20	0,08
10	5,50	3,80	2,78	1,70	1,55	0,93	0,55	0,30	0,21	0,08
15	5,97	4,02	2,80	1,70	1,55	1,33	0,75	0,35	0,23	0,08
20	6,70	4,40	2,85	1,72	1,55	1,63	1,04	0,42	0,25	0,09
25	6,97	4,89	2,95	1,74	1,55	1,91	1,32	0,49	0,27	0,09
30	7,10	5,21	3,10	1,77	1,56	2,01	1,56	0,59	0,30	0,09
35	7,10	5,36	3,25	1,79	1,56	2,06	1,64	0,69	0,33	0,09
40	7,02	5,35	3,40	1,83	1,57	2,09	1,69	0,80	0,37	0,10
50	6,85	5,25	3,61	1,93	1,58	2,07	1,72	1,00	0,45	0,11
60	6,70	5,13	3,69	2,07	1,58	2,00	1,70	1,10	0,55	0,13
70	6,60	5,00	3,73	2,21	1,61	1,90	1,64	1,14	0,65	0,15
80	6,50	4,89	3,70	2,77	1,63	1,79	1,57	1,15	0,70	0,17
90	6,40	4,78	3,68	2,29	1,67	1,73	1,50	1,14	0,72	0,20
100	6,32	4,71	3,65	2,33	1,71	1,67	1,43	1,13	0,73	0,22
150	—	4,47	3,50	2,38	1,87	—	1,27	0,95	0,73	0,34
200	—	—	—	2,19	1,88	—	—	—	0,69	0,35

Таблица 5. Погонное индуктивное сопротивление воздушных ЛЭП со стальными проводами, Ом/км

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	Марка проводов							
	ПСО-3,5	ПСО-4	ПСО-5	ПС-25 ПМС-25	ПС-35, ПМС-35	ПС-50, ПМС-50	ПС-70, ПМС-70	ПС-95, ПМС-95
0,4	0,341	0,332	0,318	0,311	0,290	0,281	—	—
0,6	0,368	0,359	0,345	0,336	0,317	0,308	0,295	—
0,8	0,384	0,375	0,361	0,354	0,333	0,324	0,311	0,303
1,0	0,398	0,389	0,375	0,368	0,347	0,338	0,325	0,317
1,25	—	0,403	0,389	0,381	0,361	0,352	0,339	0,331
1,5	—	0,414	0,400	0,393	0,372	0,363	0,350	0,342
2,0	—	—	—	0,412	0,391	0,382	0,369	0,361
2,5	—	—	—	0,426	0,405	0,396	0,383	0,375
3,0	—	—	—	0,437	0,416	0,406	0,394	0,386

Таблица 6. Расчетные данные на 1 км кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой

Сечение жилы, мм^2	Активное сопротивление жил, r_0 (Ом) при +20 ºС		Индуктивное сопротивление x_0 (Ом) и реактивная мощность q_0 (квар) при напряжении, кВ							
	медная	алюминиевых	6		10		20		35	
			x_0	q_0	x_0	q_0	x_0	q_0	x_0	q_0
10	1,840	3,100	0,110	2,3	—	—	—	—	—	—
16	1,150	1,940	0,102	2,6	0,113	5,9	—	—	—	—
25	0,740	1,240	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8	—	—
35	0,520	0,890	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6	—	—
50	0,370	0,620	0,083	5,2	0,090	11,7	0,119	31,8	—	—
70	0,260	0,443	0,080	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	20,0	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5	—	—	—	—

Таблица 7. Расчетные данные на 100 км воздушных ЛЭП напряжением 35— 150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Сечение жилы, мм^2	Активное сопротивление жил, r (Ом) при +20 ºС	Индуктивное сопротивление x (Ом), проводимость b (См·10^{-4}) и реактивная мощность q (Мвар) при напряжении, кВ							
		35		по			150		
		x	b	x	b	q	x	b	q
35	77,3	44,5	2,59	—	—	—	—	—	—
50	59,2	43,3	2,65	—	—	—	—	—	—
70	42,0	42,0	2,73	—	—	—	—	—	—
95	31,4	41,1	2,81	42,9	2,65	3,50	—	—	—
120	24,9	40,3	2,85	42,3	2,69	3,60	43,9	2,61	6,5
150	19,5	39,8	2,90	41,6	2,74	3,65	43,2	2,67	6,7
185	15,6	38,4	2,96	40,9	2,82	3,70	42,4	2,71	6,8
240	12,0	—	—	40,1	2,85	3,75	41,6	2,75	6,9

Таблица 8. Расчетные данные на 100 км воздушных ЛЭП напряжением 220—750 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Сечение жилы, мм^2	Число проводов в фазе	Активное сопротивление жил, r (Ом) при +20 ºС	Индуктивное сопротивление x (Ом), проводимость b (См·10^{-4}) и реактивная мощность q (Мвар) при напряжении, кВ											
			220			330			500			750		
			x	b	q	x	b	q	x	b	q	x	b	q
240	1	12,0	43,0	2,66	14,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	6,0	—	—	—	32,8	3,44	41,7	—	—	—	—	—	—
300	1	9,8	42,2	2,71	14,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	4(9	—	—	—	32,5	3,47	42,0	—	—	—	—	—	—
330	3	2,9	—	—	—	—	—	—	29,9	3,74	93,5	—	—	—
400	1	7,3	41,4	2,73	14,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	3,7	—	—	—	32,1	3,52	42,7	—	—	—	—	—	—
	3	2,4	—	—	—	—	—	—	29,8	3,76	94,0	—	—	—
	4	1,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,0	3,99	224
500	1	5,9	41,0	2,79	14,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	3,0	—	—	—	31,8	3,55	43,0	—	—	—	—	—	—
	3	2,0	—	—	—	—	—	—	29,5	3,79	94,8	—	—	—
	4	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	27,9	4,00	225

Таблица 9, Потери на корону в воздушных ЛЭП напряжением 220—900 кВ

Сечение жилы, мм^2	Число проводов в фазе	Напряженность поля, кВ/см	$\Delta Э_{max}$, кВт·ч/км	$\Delta Э_{min}$, кВт·ч/км	ΔP_{max}, кВт/км	ΔP_{min}, кВт/км
220 кВ ($a_{ср}$ = 40 см; $D_{ср}$ = 7 м)						
240	1	25,2	23 700	10 100	2,7	1,2
300	1	23,5	17 600	7250	2,0	0,8
400	1	20,7	9150	3330	1,0	0,4
500	1	19,0	6150	2390	0,7	0,3
330 кВ ($a_{ср}$ = 40 см; $D_{ср}$ = 11 м)						
240	2	25,7	55 000	23 700	6,3	2,7
300	2	23,9	40 100	16 400	4,6	1,9
400	2	21,2	22 200	8600	2,5	1,0
500	2	19,3	13 700	4780	1,6	0,5
550 кВ ($a_{ср}$ = 40 см; $D_{ср}$ = 14 м)						
330	3	25,4	101 000	73 200	11,5	4,9
400	3	24,0	107 000	46 000	12,2	5,2
600	3	21,8	65 600	26 600	7,5	3,0

Практическое занятие 8

Распределение потоков мощности и напряжений в простых замкнутых сетях

Теоретическая часть

Рассмотрим линию с двухсторонним питанием, к которой преобразуется простая замкнутая сеть (рисунок 8.1, *а*).

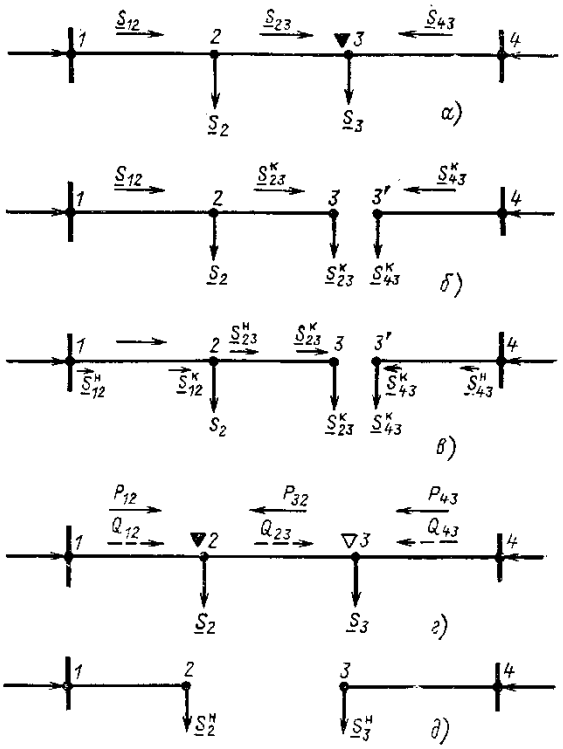


Рисунок 8.1 – Распределение потоков мощности в замкнутой сети:

а – исходная сеть; *б* – представление исходной сети в виде двух линий; *в* – условные обозначения для расчета потоков в линиях с учетом потерь мощности; *г* – направления потоков в случае несовпадения точек потокораздела активной и реактивной мощностей; *д* – разделение сети при несовпадающих точках потокораздела

Используем расчетные мощности нагрузок подстанции.

При определении потоков $\underline{S}_{12}$, $\underline{S}_{23}$, $\underline{S}_{43}$ пренебрежем потерями мощности. Следовательно, потоки мощности на головных участках определятся так:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \underline{S}_k \underline{Z}_{kn}^*}{\underline{Z}_{1n}^*}, \tag{8.1}$$

$$\underline{S}_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \underline{S}_k \underline{Z}_{1k}^*}{\underline{Z}_{1n}^*}. \tag{8.2}$$

Значение потока мощности $\underline{S}_{k,k+1}$ можно легко найти на основании первого закона Кирхгофа.

Предположим, что направления мощностей соответствуют точке потокораздела в узле *3*, который отмечен залитым треугольником. «Разрежем» линию в узле *3* (рисунок 8.1, *б*) и рассчитаем потоки мощности в линиях *13* и *43'*, как это делалось для разомкнутых сетей.

На участке *23* потери активной мощности

$$\Delta P_{23} = \frac{\left(S_{23}^{\text{к}}\right)^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{23},$$

потери реактивной мощности

$$\Delta Q_{23} = \frac{\left(S_{23}^{\text{к}}\right)^2}{U_{\text{ном}}^2} x_{23},$$

потери полной мощности

$$\Delta \underline{S}_{23} = \Delta P_{23} + j\Delta Q_{23}.$$

Находим значение потока мощности $\underline{S}_{23}^{\text{н}}$ в начале участка *23* (рисунок 8.3,*в*):

$$\underline{S}_{23}^{\text{н}} = \underline{S}_{23}^{\text{к}} + \Delta \underline{S}_{23}.$$

Далее расчет потоков мощности на участке *12* проводится как для разомкнутых сетей.

Может оказаться, что 1-й этап расчета кольцевой сети выявит две точки потокораздела: одну — для активной, а другую — для реактивной мощности. Такой случай иллюстрируется на рисунке 8.1, *г*, где узел *2*—точка потокораздела для активной, а узел *3* — для реактивной мощности.

В этом случае кольцевая сеть для дальнейшего расчета может быть также разделена на две разомкнутые линии. Вычислим предварительно потери мощности на участке между точками потокораздела:

$$\Delta P_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{32};$$

$$\Delta Q_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U_{\text{ном}}^2} x_{32}.$$

Если теперь принять, что в точке *2* включена нагрузка

$$\underline{S}_2^{\text{н}} = P_2^{\text{н}} + jQ_2^{\text{н}} = P_{12} + j\left(Q_{12} + Q_{23} + \Delta Q_{32}\right),$$

а в точке *3* — нагрузка

$$\underline{S}_3^{\text{н}} = P_3^{\text{н}} + jQ_3^{\text{н}} = P_{43} + P_{32} + \Delta P_{32} + jQ_{43}.$$

где P_{12}, Q_{12}, P_{43}, Q_{43} определяются по (4.37), (4.38), а P_{32}, Q_{32}—по закону Кирхгофа, то при дальнейшем расчете можно вместо кольцевой схемы рассматривать две разомкнутые линии, показанные на рисунке 8.1, *д*.

Пример решения задач

Задание 1

Кольцевая сеть (рисунок 8.2, а) напряжением 110 кВ связывает электростанцию *1* с понижающими подстанциями *2, 3,* имеющими расчетные нагрузки $\underline{S}_2 = 28 + j23$ МВА и $\underline{S}_3 = 39{,}2 + j32{,}89$ МВА. Марки проводов, длины линий указаны на рисунке. Сопротивления их равны: $\underline{Z}_{12} = 3{,}6 + j12{,}15$ Ом; $\underline{Z}_{23} = 5 + j6$ Ом; $\underline{Z}_{13} = 8{,}1 + j20{,}65$ Ом. Напряжение на шинах электростанции равно 113 кВ. Определить мощность, которая поступает с шин электростанции. Расчет провести без учета потерь мощности.

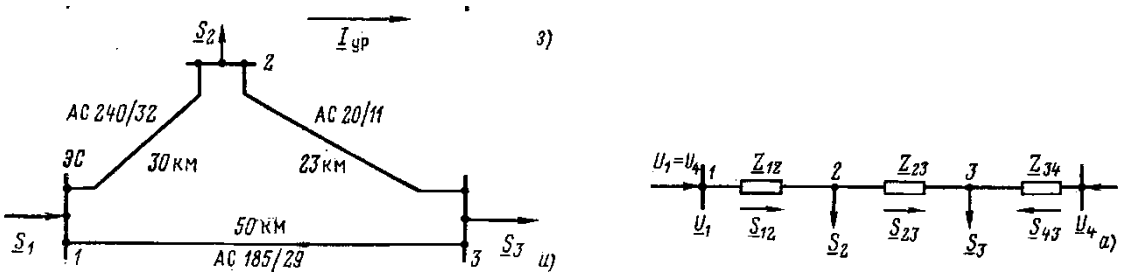


Рисунок 8.2 – Распределение потоков мощности в линии с двухсторонним питанием:

а – схема кольцевой сети 110 кВ; *б* – схема замещения линии с четырьмя узлами.

Решение:

Составим схему замещения сети в виде линии с двухсторонним питанием, разрезая кольцо в узле *1* (рисунок 8.2,*б*). Определим по выражениям (8.1) и (8.2) приближенное потокораспределение в кольце с целью выявления точки потокораздела:

$$\underline{S}_{12} = \frac{(28 + j23)(5 - j6 + 8{,}1 - j20{,}65) + (39{,}2 + j32{,}89)(8{,}1 - j20{,}65)}{3{,}6 - j12{,}15 + 5 - j6 + 8{,}1 - j20{,}65} =$$

$$=39{,}981+j33{,}731 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{43} = \frac{(39{,}2 + j32{,}89)(5 - j6 + 3{,}6 - j12{,}15) + (28 + j23)(3{,}6 - j12{,}15)}{3{,}6 - j12{,}15 + 5 - j6 + 8{,}1 - j20{,}65} =$$

$$=27{,}219+j22{,}159 \text{ МВА}.$$

Проверим правильность определения потоков мощности на головных линиях кольца по условию $\underline{S}_{12} + \underline{S}_{43} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3$:

$$39{,}981+j33{,}731 +27{,}219+j22{,}159 =67{,}2+j55{,}89.$$

Значения $\underline{S}_{12}$ и $\underline{S}_{43}$ определены верно. Находим поток мощности в линии *23* по первому закону Кирхгофа для узла 2:

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 = 39{,}981+j33{,}731 - (28+j23)= 11{,}981+j10{,}731 \text{ МВА}.$$

Узел 3 – точка потокораздела активной и реактивной мощности. Мощность, поступающая с шин электростанции и определенная без учета потерь мощности, равна

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{43} = 67{,}2+j55{,}89 \text{ МВА}.$$

Задание 2

Определим мощность, поступающую с шин электростанции в сеть, рассмотренную в **примере 2**. Расчет проведем с учетом потерь мощности.

Мощности $\underline{S}_{12}$, $\underline{S}_{23}$, $\underline{S}_{43}$ (рис. 8.1, *а*) определены без учета потерь в **примере 2**. «Разрежем» линяю с двухсторонним питанием в узле *3* потокораздела, как на рис. 8.1,б. Нагрузки в узлах *3* и *3'* равны $\underline{S}_{23}^{к} = 8{,}64 + j7{,}58$ МВ·А $= \underline{S}_{23}$, $\underline{S}_{43}^{к} = 30{,}56 + j25{,}31$ МВ·А $= \underline{S}_{43}$. Рассчитаем потоки мощности в линиях *23, 12* (рисунок 8.1, *в*).

Мощность в конце линии *23* $\underline{S}_{23}^{к} = \underline{S}_{23} = 8{,}64 + j7{,}58$ МВ·А. Потери мощности в линии *23:*

$$\Delta\underline{S}_{23} = \frac{8{,}64^2 + 7{,}58^2}{110^2}(9{,}84 + j10{,}21) = 0{,}11 + j0{,}11 \text{МВ·А}.$$

Мощность в конце линии *12*

$$\underline{S}_{12}^{к} = \underline{S}_{23}^{к} + \Delta\underline{S}_{23} + \underline{S}_{2} = 8{,}64 + j7{,}58 + 0{,}11 + j0{,}11 + 36{,}18 + j29{,}17 = 44{,}93 + j36{,}86$$
МВ·А.

Потери мощности в линии *12*

$$\Delta\underline{S}_{12} = \frac{44{,}93^2 + 36{,}86^2}{110^2}(3{,}6 + j12{,}15) = 1 + j3{,}39 \text{ МВ·А}.$$

Мощность в начале линии *12* .

$$\underline{S}_{12}^{н} = \underline{S}_{12}^{к} + \Delta\underline{S}_{12} = 44{,}93 + j36{,}86 + 1 + j3{,}39 = 45{,}93 + j40{,}25 \text{ МВ·А}.$$

Рассчитаем потоки мощности в линии *43* (рисунок 8.1, в). Мощность в конце линии *43* $\underline{S}_{43}^{к} = 30{,}56 + j25{,}31$ МВ·А. Потери мощности в линии *43*

$$\Delta\underline{S}_{34} = \frac{30{,}56^2 + 25{,}31^2}{110^2}(8{,}1 + j20{,}65) = 1{,}05 + j2{,}69 \text{ МВ·А}.$$

Мощность в начале линии *43*

$$\underline{S}_{43}^{н} = 30{,}59 + j25{,}31 + 1{,}05 + j2{,}69 = 31{,}61 + j28 \text{ МВ·А}.$$

Мощность, потребляемая с шин электростанции,

$$\underline{S}_{1} = \underline{S}_{12}^{н} + \underline{S}_{43}^{н} = 45{,}93 + j40{,}25 + 31{,}61 + j28 == 77{,}54 + j68{,}25 \text{МВ·А}.$$

Задачи для самостоятельного решения

1) Кольцевая сеть (рисунок 8.3) напряжением 110 кВ связывает электростанцию *1* с понижающими подстанциями *2, 3, 4* имеющими расчетные нагрузки $\underline{S}_2$, $\underline{S}_3$, $\underline{S}_4$ МВА. Сопротивления воздушных линий равны: $\underline{Z}_{12}$ $\underline{Z}_{23}$, $\underline{Z}_{34}$, $\underline{Z}_{41}$ Ом. Напряжение на шинах электростанции равно $U_{эс}$. Определить точку потокораздела и потоки мощности на головных участках сети. Расчет провести без учета потерь мощности.

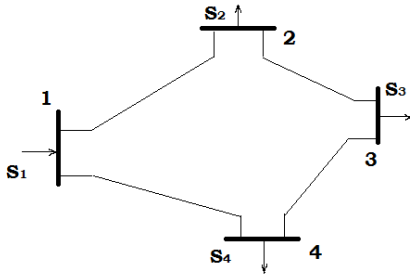


Рисунок 8.3 – Схема кольцевой сети

№	S_2	S_3	S_4	Z_{12}	Z_{23}	Z_{34}	Z_{41}	$U_{эс}$
0	17+j12.75	19+j14.25	23+j17.25	7.9+j17.34	7+j7	7+j14.7	7+j9.1	117
1	22+j16.5	25+j18.75	22+j16.5	3.2+j3.52	6.2+j7.44	3.7+j8.88	6.4+j17.28	114
2	20+j15	19+j14.25	23+j17.25	6.7+j14.74	6+j18	4.2+j7.88	4.9+j8.82	116
3	20+j15	22+j16.5	19+j14.25	6.9+j10.35	6.1+j8.54	7.4+j12.42	4.7+j10.34	113
4	18+j13.5	20+j15	25+j18.75	6.8+j12.24	4.3+j9.46	7.5+j11.55	4.5+j8.55	113
5	29+j21.75	23+j17.25	16+j12	3.8+j6.08	7.5+j6.05	4.7+j11.75	6.3+j13.86	117
6	28+j21	23+j17.25	27+j20.25	4.9+j6.86	6.1+j17.69	3.2+j9.28	3.2+j4.48	111
7	20+j15	15+j11.25	20+j15	7.6+j14	3.2+j9.6	6.1+j7.32	6+j17.4	114
8	27+j20.25	17+j12.75	26+j19.5	4.4+j9.68	6.3+j12.6	7.1+j12.75	4.1+j7.74	114
9	17+j12.75	28+j21	18+j13.5	6.9+j13.8	7.5+j9.35	6.2+j9.3	6.5+j8.45	117

2) Определим мощность, поступающую с шин электростанции в сеть, рассмотренную в **задаче 1**. Расчет провести с учетом потерь мощности.

Практическое занятие №9

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Регулирование напряжения в энергосистеме связано с балансом реактивной мощности, который по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узлах сети обычно отличаются от среднего уровня, причем это отличие связано со многими факторами: конфигурацией сети, значениями нагрузок и т. д. Допустимые отклонения напряжения на шинах потребителя, согласно ГОСТ Р 54149-2010, в нормальных режимах составляют ±5% и в послеаварийных (максимальные отклонения) ±10 % от номинального напряжения потребителей.

Различают централизованное и местное регулирование напряжения. При централизованном регулировании в питающем узле одновременно поддерживаются допустимые уровни напряжения в целом для группы потребителей близлежащего района. Местное регулирование предполагает поддержание требуемых уровней напряжения непосредственно на шинах потребителя. Средствами регулирования напряжения могут служить: генераторы на электростанциях, трансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и без нагрузки (ПБВ), вольтодобавочные трансформаторы и линейные регуляторы, компенсирующие устройства, вырабатывающие (батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы в перевозбужденном режиме) и потребляющие (реакторы, синхронные компенсаторы в невозбуждённом режиме) реактивную мощность. Кроме того, регулирование напряжения может осуществляться изменением конфигурации сети. Некоторое участие в регулировании напряжения принимают и нагрузки, снижающие потребление активной и, особенно, реактивной мощности при снижении напряжения на их шинах.

Пример задачи

Задача 1. Выбрать рациональную отпайку РПН трансформатора типа ТРДН-40000/220. Нагрузка в максимальном режиме $S_н$=(50+j20) МВА. Исходная схема сети и схема замещения показаны на рисунке 7.1. Напряжение на высшей стороне трансформатора 205 кВ. Трансформатор имеет пределы регулирования ±8×1,5 %.

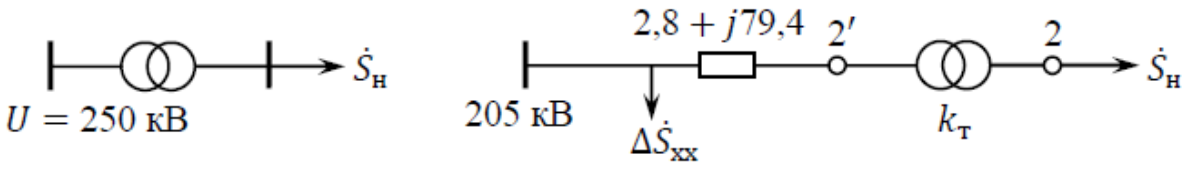


Рисунок 8.1 – Схема сети и ее схема замещения.

Решение задачи. Согласно каталожным данным номинальные напряжения трансформатора $U_{вн}$=230 кВ, $U_{нн}$ = 6,6 кВ, тогда коэффициент трансформации идеального трансформатора 2’2 на рисунке 8.1

k_T =(230 ±8×1,5 %)⁄6,6.

Для выбора рациональной отпайки следует учесть падение напряжения в сопротивлении трансформатора и потери мощности, т. е. расчет сводится к итерационному процессу, так как задано напряжение в питающем узле 1 и нагрузка потребителя в узле 2. Для упрощения расчета пренебрежем потерями мощности в трансформаторе, тогда:

$$U_{2'} = U_1 - \Delta U_{12}; \Delta U_{12\backslash'} = \Delta U_{12\backslash} + j\delta U_{12}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{50 \cdot 2{,}8 + 79{,}4 \cdot 20}{205} = 8\,\text{кВ};$$

$$\delta U_{12} = \frac{PX - QR}{U} = \frac{50 \cdot 79{,}4 - 20 \cdot 2{,}8}{205} = 19\,\text{кВ};$$

$$U_{2'} = 205 - 8 - j19 = 197 - j19 \text{ кВ}.$$

$$|U_{2'}| = 197{,}9\,\text{кВ}$$

Для обеспечения номинального напряжения $U_{н.пот}$ у потребителя можно найти требуемый коэффициент трансформации:

$$k_{треб} = U_{2'} / U_{н.пот} = 197{,}9/6 = 32{,}98.$$

Теперь для выбора рациональной отпайки найдем цену одной, которая равна 1,5 % от $U_{вн}$, т. е. 3,45 кВ;

$$k_{треб} = (230 \pm X \cdot 3{,}45)/6{,}6 = 32{,}98,$$

$$X = (32{,}98 \cdot 6{,}6 - 230)/3{,}45 = -3{,}6. \cdot$$

Следовательно, можно выбрать четвертую (X=-4) или третью (X=-3) отпайки.

При X=-4 напряжение у потребителя $U_{потр}$=197,9·6,6/(230 - 4 · 3,45)= 6,04 кВ, при X=-3 напряжение у потребителя $U_{потр}$=197,9·6,6/(230 - 3 · 3,45)= 5,95 кВ.

Учитывая, что выбор отпаек производится в режиме максимальных нагрузок, следует выбрать X=-3, обеспечивающую слегка заниженное напряжение, так как при снижении нагрузки величина напряжения на шинах нагрузки увеличится. Выбор заниженного напряжения позволяет уменьшить число переключений РПН в сутки. При выборе отпаек в минимальном режиме следует стремиться к завышенному напряжению.

Задача 2. Определить мощность компенсирующего устройства, необходимого для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя. Схема сети и ее параметры приведены на рисунке 8.2, мощность нагрузки задана в максимальном режиме. Расчет выполнить без учета потерь мощности.

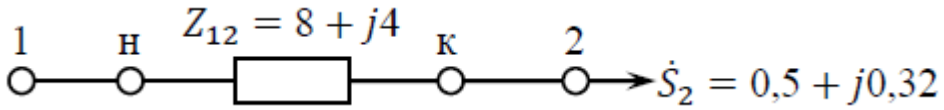


Рисунок 8.2 – Схема сети и ее параметры.

Решение задачи. Для выбора мощности компенсирующего устройства следует убедиться в его необходимости путем определения напряжения на шинах потребителя и сопоставления его с ГОСТ. В сети 6 кВ допустимые отклонения напряжений на шинах потребителя в нормальных режимах составляют от 6,3 до 5,7 кВ ($U_{ном}$ ± 5 % от $U_{ном}$).

Падение напряжения в сети 6 кВ обусловлено, в основном, продольной составляющей падения напряжения, тогда

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_1} = 6 - \frac{0{,}5 \cdot 8 + 0{,}32 \cdot 4}{6} = 6 - 0{,}88 =$$
$$= 5{,}12 \text{ кВ}.$$

Таким образом, напряжение в узле 2 не соответствует условию качества электроэнергии у потребителя, следовательно, необходима установка компенсирующего устройства, генерирующего реактивную мощность с целью повышения напряжения в узле 2. Таким устройством может быть батарея статических конденсаторов. Реактивная мощность, генерируемая батареей статических конденсаторов, определяется по выражению $Q_{ку} = \Delta U \cdot U_1 / X$, где ΔU –разность между расчетным напряжением в узле 2 и минимально допустимым, исходя из условия качества электроэнергии, напряжением:

$$\Delta U = U_2 - \Delta U_{\min\,доп} = 5{,}12 - 5{,}7 = -0{,}58 \text{ кВ};$$
$$Q_{ку} = -0{,}58 \cdot 6/4 = -0{,}87 \text{ Мвар}.$$

Требуемая мощность компенсирующего устройства по условию качества электроэнергии у потребителя равна -0,87 Мвар, минус означает, что мощность должна генерироваться.

Учитывая, что шкала номинальных мощностей компенсирующих устройств дискретна, следует выбрать ближайшую большую стандартную мощность.

Задача 1. Выбрать рациональную отпайку РПН трансформатора. Исходные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

	Тип трансформатора	Нагрузка, МВА	Напряжение, кВ	Пределы регулирования
0	ТРДН-32000/220	18+j10.8	202	±8×1,5
1	ТРДЦН-100000/220	56+j33.6	221	±8×1,5
2	ТРДЦН-160000/220	90+j54	240	±8×1,5
3	ТРДН-32000/110	18+j10.8	119	±9×1,78
4	ТРДН-40000/110	22+j13.2	116	±9×1,78
5	ТРДЦН-80000/110	45+j27	118	±9×1,78
6	ТРДЦН-63000/110	35+j21	101	±9×1,78
7	ТРДН-32000/150	18+j10.8	157	±8×1,5
8	ТДН-16000/150	9+j5.4	151	±8×1,5
9	ТРДЦН-100000/220	56+j33.6	227	±8×1,5

Задача 2. Определить мощность компенсирующего устройства, необходимого для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя. Схема сети приведена на рисунке 8.2, мощность нагрузки задана в максимальном режиме и приведена в таблице 2, как и параметры сети. Расчет выполнить без учета потерь мощности.

Таблица 2 – Исходные данные

	Сопротивление, Z, Ом	Напряжение, кВ	Нагрузка, МВА
0	14+j11	6	0.64+j0.38
1	23+j13	6	0.4+j0.24
2	11+j8	10	1.04+j0.62
3	12+j4	10	0.96+j0.58
4	10+j8	10	0.72+j0.43
5	20+j13	20	1.04+j0.62
6	15+j4	20	1.2+j0.72
7	16+j11	20	1.2+j0.72
8	9+j8	35	1.52+j0.91
9	15+j15	35	1.36+j0.82

Приложение 1

ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

Таблица 1 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчётные данные		
			$U_{НОМ}$, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$\Delta Q_Х$, квар
			В	Н							
2,5	ТМН-2500/110	±10×1,5 ±8×1,5	110	6,6; 11; 22	10,5	22	5	1,50	46,60	555,0	37,5
4,0	ТМН-400Q/110	±9×1,78	115	—	—	—		—	—		
5,5	ТМН-6300/110	±9×1,78	115	6,6; 11; 22; 38,5	10,5	33,5	11,5	1,00	16,60	220,0	63
10	ТДН-10000/110	±9×1,78	115	6,6; 11; 22; 38,5	10,5	60	14	0,90	7,95	189,0	90
16	ТДН-16000/110	±9×1,78	116	6,6; 11; 22; 38,5	10,5	85	21	0,86	4,38	86,7	136
25	ТРДН-25000/110 *	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	29	0,80	2,54	55,9	200
53	ТРДН-32000/110 *	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240
	ТРДНС-32000/110 *	±9×1,78	115	8,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5 (16)	145	35	0,75	1,87	66,0	240
45	ТРДН-40000/110 *	±9×1,78	115	8,3/6,3; 6,3/10,5	10,5	175	42	0,70	1,44	34,8	280
	ТРДНС-40000/110 *	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5 (16)	175	42	0,70	1,44	52,8	280
	ТД-40000/110	±2×2,5	115	6,3; 10,5; 3,15	10,5	175	52	0,70	1,44	34,8	280
63	ТРДЦН-63000/110 *	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5 (15)	260	59	0,66	0,87	22,0	410
80	ТРДЦН-80000/110 *	±9×1,78	121	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,6 (15)	315	70	0,60	0,65	17,3	480
	ТД-30000/110	±2×2,5	121	6,3; 10,5; 13,8: 3,15	10,6	315	70	0,60	0,65	17,3	480
125	ТДЦ-125000/110	±2×2,5	121	10,5; 13,8	10,5	520	120	0,55	0,33	11,1	678
200	ТДЦ-200000/110	±2×2,5	121	15,75; 13,8; 18; 20	10,5	700	170	0,50	0,23	6,95	1000
256	ТДЦ-250000/110	±2×2,5	121	15,75; 20	10,5	790	200	0,50	0,17	5,55	1250
400	ДЦ-400000/110	±2×2,5	121	20	10,5	1350	230	0,80	0,12	3,47	3200

Примечание. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН напряжение короткого замыкания приведено при замыкании одной части обмотки НН, отнесенное к мощности этой обмотки (т.е. к половине мощности трансформатора); в скобках указано напряжение короткого замыкания трансформатора при параллельном соединении ветвей обмоток НН, отнесенное к номинальной мощности трансформатора.

* В трансформаторах типов ТРДН и ТРДНС $X_В = 0$; $X_{НН1} = X_{НН2} = 2X_{ТР}$; трансформаторы ТРДН могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН на 38,5 кВ, за исключением трансформатора ТРДН-25000/110, который изготавливается с нерасщепленной обмоткой НН на 27,5 кВ.

Таблица 2 – Трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы 110 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Каталожные данные									Расчётные данные						
		$U_{НОМ}$, кВ			$u_К$, %			$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом			$X_{ТР}$, Ом			$\Delta Q_Х$, квар
		ВН	СН	НН	В–С	В–Н	С–Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
6,3	ТМТН-6300/110	115	22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	60	14	1,20	10,0	10,0	10,0	225,0	0	131	75,3
10	ТДТН-10000/110	115	22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	80	19	1,10	5,3	5,3	5,3	142,0	0	82	110
16	ТДТН-16000/110 *	115	27,5; 22; 38,5	6,6; 11	17; (10,5)	10,5	6	105	26	1,05	2,7	2,7	2,7	88,0	(0); 52	(52); 0	168
25	ТДТН-25000/110	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	145	36	1,00	1,5	1,5	1,5	54,0	0	33	256
31,5	ТФТП-31500/110 **	110	38,5	27,5	18,2	10,5	6,6	200	55	1,50	1,30	1,30	1,30	46,5	29,8	0	472
40	ТДТН-40000/110 *	115	11; 22; 27,5; 38,5	6,6; 11	10,5; (17)	17; (10,5)	6	230	50	0,90	0,95	0,95	0,95	35,4	0; (20,6)	20,6; (0)	360
63	ТДТН-63000/110 *	115	38,5	6,6; 11	10,5; (17)	17; (10,5)	6	310	70	0,85	0,52	0,52	0,52	22,6	0; (13,1)	13,1; (0)	536
80	ТДЦТН-80000/110	115	38,5	6,6; 11	10,5; (17)	17; (10,5)	6	390	82	0,80	0,40	0,40	0,40	17,7	0; (10,3)	10,3; (0)	640

Примечания: 1. При $X_{ТР}$ = 0 обмотки СН обмотки НН изготовляются с $U_{НОМ}$ = 6,3 или 10,5 кВ
2. Все трансформаторы имеют РПН ±9×1,73 % в нейтрали ВН, за исключением трансформатора типа ТФТП с ПВВ (±2×2 5 %)
* Значение $X_{ТР}$ обмотки СН соответствует напряжению обмотки НН на 6,3 или 10,5 кВ.
** Предназначается в качестве передвижного резерва для питании тяговый подстанций.

Таблица 3 – Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 150 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{НОМ}$, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$\Delta Q_Х$, квар
			В	Н							
4	ТМН-4000/150	±9×1,33	158	6,6; 11	10,5	35	10	1,20	54,60	656,0	48
16	ТДН-16000/150	±8×1,5	158	6,6; 11	11	85	21	0,80	8,30	172,0	128
32	ТРДН-32000/150*	±8×1,5	158	6,3/6,3; 10,5/10,5; 11/11	10,5; (16,5)	145	35	0,70	3,54	82,0	224
63	ТРДН-63000/150*	±8×1,5	158	6,3/10,5; 11/11	10,5; (17)	235	59	0,65	1,48	67,5	410
125	ТДЦ-125000/150	±2×2,5	165	10,5	11	380	110	0,50	0,61	22,0	625
400	ТДЦ-400000/150	–	165	20	11	930	270	0,50	0,15	6,9	2000

* $X_В = 0$; $X_{НН1} = X_{НН2} = 2X_{ТР}$
Примечание Для трансформаторов с расщеплённой обмоткой НН напряжение короткого замыкания приведено при замыкании одной части обмотки НИ отнесённое к мощности этой обмотки (т.е. к половинной мощности трансформатора); в скобках указано напряжение короткого замыкания трансформатора при параллельном соединении ветвей обмоток НН, отнесенное к номинальной мощности трансформатора.

Таблица 4 – Трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные										
			$U_{НОМ}$, кВ			$U_К$, %			$\Delta P_К$, кВт			$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н		
16	ТДТН-16000/150	±8×1,5	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6	—	96	—	25	1,0
17	ТДТН-25000/150	±8×1,5	158	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6	—	145	—	34	0,9
100	АТДТНГ-100000/150	±8×1,5	158	115	6,6	5,3	15	15	310	235	230	75	1,5
40	ТДТН-40000/150	±8×1,5	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6	—	185	—	53	0,8
63	ТДТН-63000/150	±4×2,5	158	22; 38,5	6,6; 11	10,5	18	6	—	285	—	67	0,7

Продолжение таблицы 8

Тип трансформатора	Расчётные данные						
	$R_{ТР}$, Ом			$X_{ТР}$, Ом			$\Delta Q_Х$, квар
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-16000/150	4,70	4,70	4,70	176,0	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	2,90	2,90	2,90	112,5	0	67,5	225
АТДТНГ-100000/150 *	0,54	0,20	14,20	6,6	6,6	30,9	1500
Т ДТ Н-40000/150	1,45	1,45	1,45	70,0	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	0,90	0,90	0,90	44,7	0	26,8	431

* $X_{ВН}$ = 100 %; $X_{СН}$ = 100 %; $X_{НН}$ = 20 %.

Таблица 5 – Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{НОМ}$, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$\Delta Q_Х$, квар
			В	Н							
32	ТРДН-32000/220 *	±8×1,5	230	6,6/6,6	12	167	53	0,90	8,66	198,5	288
63	ТРДЦН-63000/230 *	±8×1,5	230	6,6/11; 11/11	12	300	82	0,80	4,00	100,0	504
80	ТДЦ-80000/220	±2×2,5	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,60	2,64	72,8	480
100	ТРДЦН-100000/220 *	±8×1,5	230	11/11	12	360	115	0,70	1,90	63,0	700
125	ТДЦ-125000/220	±2×2,5	242	6,3; 10,5; 13,8; 20	11	380	135	0,50	1,27	46,5	625
160	ТРДЦН-160000/220 *	±8×1,5	230	11/11	12	526	167	0,60	1,08	39,7	960
200	ТДЦ-200000/220	—	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	29,0	900
250	ТДЦ-250000/220	—	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,55	23,2	1125
400	ТДЦ-400000/220	—	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,40	0,29	14,5	1000
630	ТЦ-630000/220	—	242	15,75; 20	11	1300	380	0,35	0,17	9,22	2200

* $X_В = 0$; $X_{НН1} = X_{НН2} = 2X_{ТР}$; могут изготовляться также с нерасщепленной обмоткой НН на 38,5 кВ.

Таблица 6 – Трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные										
			$U_{НОМ}$, кВ			$U_К$, %			$\Delta P_К$, кВт			$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %
			В	С	Н	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н		
10	ТДТН-10000/220	±8×1,5	230	22; 38,5	6,6; 11	–	–	–	–	–	–	–	–
25	ТДТН-25000/220	±8×1,5	230	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	12,5	20,0	6,5	–	135	–	50	1,2
32	АТДТН-32000/220/110	±2×6	230	121	6,6; 11; 38,5	11,0	34,0	21,0	–	145	–	32	0,6
40	ТДТН-40000/220	±8×1,5	230	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	22,0; (12,5)	12,5; (22,0)	9,5	–	240	–	66	1,1
63	ТДЦТН-63000/220	±8×1,5	230	22; 38,5	6,6; 11	24,0; (12,5)	12,5; (24)	10,5	–	320	–	91	1,0
	АТДТН-63000/220/110	±2×6	230	121	6,6; 11; 27,5	11	35	22	–	215	–	45	0,5
80	АТДЦТН-80000/220/110	±6×2	230	121	38,5; 10,5; 38,5	–	–	–	–	–	–	–	–
100	АТДЦТН-100000/220/110	±6×2	230	121	6,6; 11; 38,5	11	31	19	–	260	–	75	0,5
125	АТДЦТН-125000/220/110	±б×2	230	121	6,6; 11; 13,8; 38,5	11	31	19	–	290	–	85	0,5
160	АТДЦТН-160000/220/110	±6×2	230	121	6,6; 11; 13,8; 15,75; 38,5	11	32	20	–	380	–	100	0,5
200	АТДЦТН-200000/220/110	±6×2	230	121	6,6; 11; 13,8; 38,5	11	32	20	430	360	320	125	0,5
250	АТДЦТН-250000/220/110	±6×2	230	121	15,75	11	32	20	–	520	–	145	0,5

Продолжение таблицы 6

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора и автотрансформатора	Расчетные данные						
		$R_{ТР}$, Ом			$X_{ТР}$, Ом			ΔQ_x, квар
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
10	ТДТН-10000/220	–	–	–	–	–	–	–
25	ТДТН-25000/220	5,72	5,72	5,72	276,0	0	148,0	300
32	АТДТН-32000/220/110	3,74	3,74	7,50	198,0	0	364,0	192
40	ТДТН-40000/220	3,97	3,97	3,97	165,0	126; (0)	0; (126,0)	440
63	ТДЦТН-63000/220	2,13	2,13	2,13	109,0	92,5; (0)	0; (92,5)	630
	АТДТН-63000/220/110	1,43	1,43	2,90	100,0	0	193,0	315
80	АТДЦТН-80000/220/110	–	–	–	–	–	–	–
100	АТДЦТН-100000/220/110	0,69	0,69	1,38	60,8	0	103,0	500
125	АТДЦТН-125000/220/110	0,50	0,50	1,00	48,6	0	82,5	625
160	АТДЦТН-160000/220/110	0,39	0,39	0,78	38,0	0	68,0	800
200	АТДЦТН-200000/220/110	0,39	0,20	1,50	30,4	0	54,0	1000
250	АТДЦТН-250000/220/110	0,20	0,20	0,40	23,8	0	43,2	1250

Примечание. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна $0{,}5S_{НОМ}$.

Таблица 7 – Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Мощность $S_{НОМ.ТР}$, МВА	Тип трансформатора	Пределы регулирования напряжения, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		$u_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	ΔP_X, кВт	I_X, %	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	ΔQ_X, квар
			В	Н							
32	ТРДН-32000/330 *	±8×1,5	330	6,3/6,3; 6,3/10,5	11	170	82	2,00	19,0	412	640
63	ТРДЦН-63000/330 *	±8×1,5	330	10,5/10,5; 22; 38,5	11	265	120	0,80	8,00	210	504
125	ТРДЦН-125000/330 *	±8×1,5	330	10,5/10,5	11	420	180	0,50	3,22	105	625
	ТДЦ-125000/330	—	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,55	2,78	105	688
200	ТДЦ-200000/330	—	347	13,8; 15,75; 18	11	560	245	0,50	1,68	66	1000
250	ТДЦ-250000/330	—	347	13,8; 15,75	11	650	285	0,45	1,25	52,9	1125
400	ТДЦ-400000/330	—	347	15,75; 20	11	900	340	0,40	0,67	33	1600
630	ТЦ-630000/330	—	347	20	11	1320	500	0,35	0,40	0,21	2200
1000	ТЦ-1000000/330	—	347	24	11,5	2150	450	0,30	0,25	13,8	3000

* $X_В = 0$; $X_{НН1} = X_{НН2} = 2X_{ТР}$

Раздел 2

Практическое занятие №1

Регулирование частоты в энергосистеме

Теоретические положения

Качество электроэнергии характеризуется двумя основными параметрами: частотой f и напряжением U. Под установившимся понимается режим электрической сети, при котором частота в сети и напряжения узлов неизменны. В любой момент установившегося режима существуют балансы по производимой и потребляемой активной P и реактивной Q мощностям. Суммарные активная $P_г$ и реактивная $Q_г$ мощности генераторов энергосистемы расходуются на покрытие нагрузок $P_н$, $Q_н$, потерь мощности в элементах электрических сетей ΔP, ΔQ и собственных нужд электростанций и подстанций $P_{сн}$, $Q_{сн}$. Кроме того, в балансе по реактивным мощностям участвуют компенсирующие устройства, вырабатывающие или потребляющие реактивную мощность $\pm Q_{ку}$ и воздушные линии электропередачи, генерирующие реактивную мощность $Q_{ген\ ЛЭП}$.

Балансы записываются в виде:

$$\begin{aligned} P_Г &= P_н + P_{сн} + \Delta P \\ Q_Г &= Q_н + Q_{сн} + \Delta Q - Q_{генЛЭП} \end{aligned} . \qquad (1.1)$$

Балансам мощностей соответствуют некоторые параметры качества: частота f_1 и напряжение в узлах сети $\overrightarrow{U_1}$. Нарушение баланса по активной или реактивной мощности приводит к нарушению установившегося режима, начинается переходный процесс, который заканчивается новым установившимся режимом с новыми значениями параметров качества f_2 и $\overrightarrow{U_2}$. При этом нужно помнить, что частота едина для всей системы, а напряжения в узлах сети различны.

Частота переменного тока связана с балансом активных мощностей. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению

частоты, ее возрастание обусловливает рост частоты. Причинами нарушения баланса мощности могут быть: аварийное отключение генератора, неожиданный (неплановый, непредусмотренный расчетами) рост потребления мощности, аварийное отключение линии или трансформатора связи. Допустимые отклонения частоты, согласно ГОСТ 32144–2013, в нормальных режимах ±0,2 Гц, в послеаварийных режимах от +0,5 до –1,0 Гц. К поддержанию частоты в электрических системах предъявляются повышенные требования, так как следствием больших отклонений могут являться выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей, нарушение технологического процесса, брак продукции и т. д.

Поведение основных элементов энергосистемы при изменениях частоты определяется их статическими характеристиками. На рисунках 1.1 и 1.2 показаны соответственно статические характеристики по частоте обобщенного узла нагрузки энергосистемы и турбогенератора.

Здесь под обобщенным узлом нагрузки понимается узел, нагрузка которого состоит из различных потребителей: станки, вентиляторы, осветительная нагрузка, потери в сети и другие.

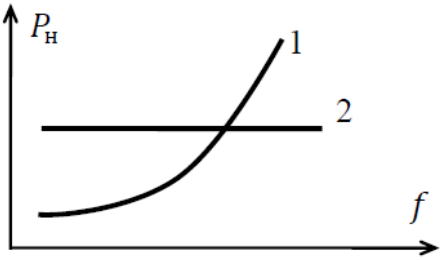


Рисунок 1.1 – Статические характеристики нагрузки:
1 – реальная; 2 – без учета регулирующего эффекта нагрузки

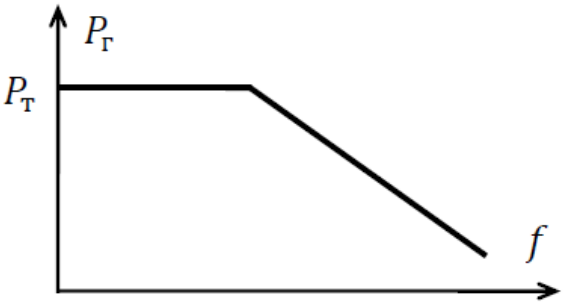


Рисунок 1.2 – Статическая характеристика турбогенератора

Анализ реальной статической характеристики нагрузки (рисунок 1.1, кривая 1) показывает, что нагрузка обладает положительным регулирующим эффектом по активной мощности, препятствующим изменению частоты. При снижении частоты в энергосистеме уменьшается потребление активной мощности, что приводит к снижению дефицита активной генерирующей мощности и препятствует снижению частоты. При росте частоты в энергосистеме увеличивается потребление активной мощности, т.е. уменьшается избыток генерирующей мощности и соответственно рост частоты.

Кривая 2 на рисунке 1.1 соответствует нагрузке, мощность которой неизменна и не зависит от частоты (без учета регулирующего эффекта).

Статическая характеристика турбогенератора имеет отрицательный угол наклона, это объясняется тем, что при снижении частоты регулятор скорости турбины действует на открытие задвижки паропровода и тем увеличивает мощность на валу турбины и соответственно мощность генератора. Полное открытие паропровода соответствует номинальной мощности турбины $P_т$. Статическая характеристика турбогенератора характеризуется статизмом

$$S_Г = \frac{\Delta f / f_н}{\Delta P / P_н}, \qquad (1.2)$$

где $S_Г$ – коэффициент статизма.

Сущность регулирования частоты в энергосистеме рассмотрим на примере работы генератора на нагрузку. На рисунке 1.3 показана схема энергосистемы (а) и статические характеристики (б) генератора и нагрузки. Первоначальный баланс мощности устанавливается при номинальной частоте $f_н$, затем при росте нагрузки $P_н + \Delta P_н$ частота снижается, причем, если бы регулирование отсутствовало, в системе установилась бы частота f_1, за счет статизма эта частота поднялась бы до f_2, т. е. выполнялось бы регулирование частоты, которое называется *первичным*. Однако после

первичного регулирования по-прежнему $f_2 < f_н$, поэтому в системе вводится резервная мощность, как правило, на частотоведущих станциях, что соответствует движению вверх характеристики генератора $P_Г + \Delta P_Г$ до возвращения системы вновь к номинальной частоте $f_н$. Такое регулирование частоты f_2 до $f_н$ называется *вторичным* регулированием.

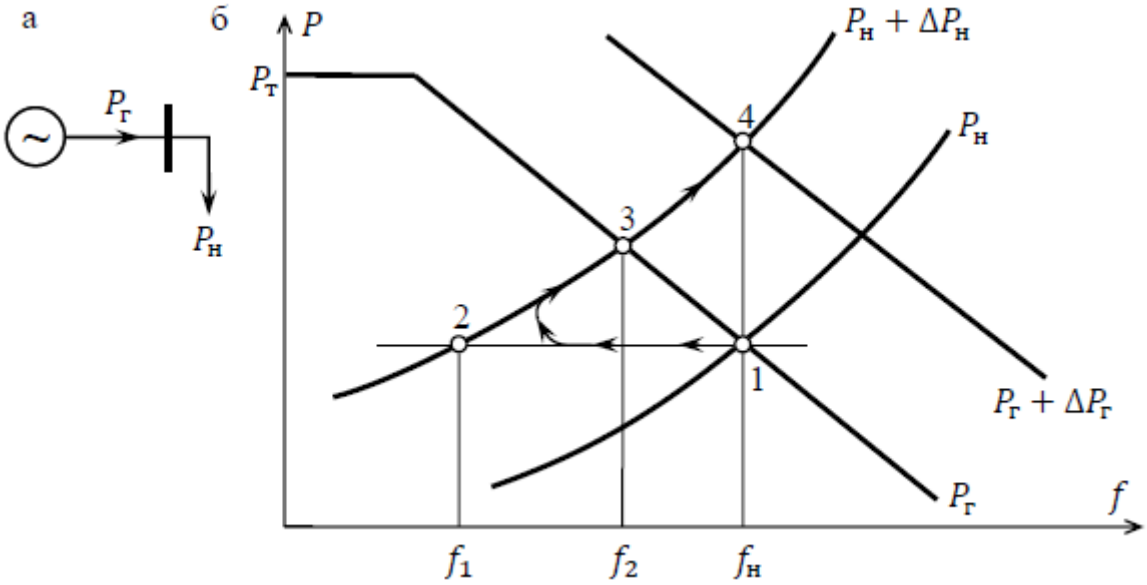


Рисунок 1.3 – Регулирование частоты:

а – схема сети; б – характеристика генератора ($P_Г$) и нагрузки ($P_н$)

Следует иметь в виду, что достижение вновь номинальной частоты при сохранении всей нагрузки возможно лишь при наличии в системе резерва активной мощности. В случае отсутствия горячего резерва используется автоматическая частотная разгрузка, связанная с отключением потребителей.

Кроме первичного и вторичного регулирования частоты в системе используется *третичное* регулирование, при котором достигается экономическое распределение мощностей между станциями (или блоками на одной станции).

Примеры решения задач

Задача 1

Определить частоту в системе мощностью 4 ГВт после отключения

блока мощностью 500 МВт, коэффициент статизма регулятора скорости турбины k_S= –0,1.

Решение задачи. При решении задачи предполагается, что регулирующий эффект нагрузки не учитывается, т. е. характеристика нагрузки не зависит от частоты (рисунок 1.4, характеристика $P_н$).

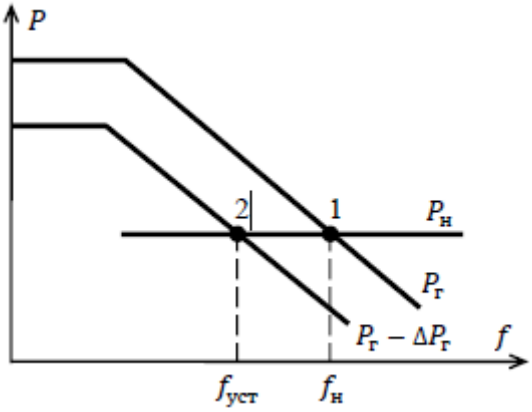


Рисунок 1.4 – Статические характеристики генератора и нагрузки

Начальный режим (точка 1) соответствует балансу мощности, $P_н$ =$P_Г$ =4000 МВт, характеристика регулятора скорости турбины $P_Г$, $f_н$= $f_Г$. При снижении генерирующей мощности характеристика генератора перемещается параллельно исходной вниз и занимает положение ($P_Г$ – $\Delta P_Г$). Результирующая частота $f_{уст}$ соответствует новому балансу (точка 2). Коэффициент статизма регулятора скорости турбины определяется как

$$S_Г = \frac{\Delta f / f_н}{\Delta P / P_н}. \qquad (1.3)$$

Новое значение частоты в энергосистеме $f_{уст} = f_н + \Delta f$.

Значение Δf находится подстановкой в формулу коэффициента статизма исходных данных, при этом $f_н$ = 50 Гц,

$$\Delta f = -0{,}1 \cdot \frac{500}{4000} \cdot 50 = -0{,}625 \text{ Гц}.$$

Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты $f_{уст}$ = 50 – 0,625 = 49,375 Гц.

Задача 2

Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{Гпред}$ = 2300 МВт и работают с выдачей мощности P_0 = 2000 МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{ном}$ = 50 Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_н$ = 200 МВт. Статизм характеристики генераторов равен $S_г$ = 0,067, нагрузки – $S_н$ = 1.

Решение задачи. Подключение дополнительной нагрузки в энергосистеме приводит к снижению частоты в энергосистеме. При снижении частоты начинает работать регулятор скорости вращения турбины и увеличивается подача энергоносителя на её лопатки. Как следствие, растет момент на валу турбогенератора, увеличивается выдача активной мощности и выполняется первичное регулирование частоты в энергосистеме.

При анализе процесса первичного регулирования частоты учитывается регулирующий эффект нагрузки, что соответствует снижению потребления активной мощности нагрузкой.

При росте нагрузки энергосистемы она становится равной $P_{н1}$ = 2200 МВт, что не превышает $P_{Г\ пред}$ = 2300 МВт – предельно допустимой мощности генерации. Поэтому величина относительного снижения частоты Δf^*, как показано на рисунке 1.5, определяется в результате суммарного эффекта – работы регулятора скорости вращения турбины и регулирующего эффекта нагрузки,

$$\Delta P_н^* = \Delta P_Г^* + \Delta P_{нр}^*, \qquad (1.4)$$

где $\Delta P_Г^*$ – увеличение генерируемой мощности в относительных единицах; $\Delta P_{нр}^*$ – снижение величины роста нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки, о. е. При этом изменение частоты можно найти по выражению:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_н^* \cdot f_0}{K_Г + K_н}, \qquad (1.5)$$

где $K_Г$ и $K_н$ – соответственно крутизна характеристики генератора и нагрузки, определяемая как величина, обратная коэффициенту статизма.

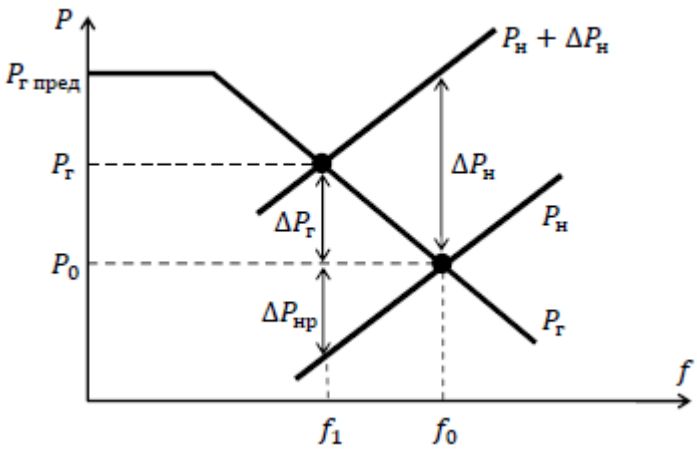


Рисунок 1.5 – Первичное регулирование частоты и регулирующий эффект нагрузки

Относительное снижение частоты с f_0 до f_1 равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_н}{P_0 \cdot (K_Г + K_н)} = \frac{200}{2000 \cdot \left(\frac{1}{0{,}067} + \frac{1}{1}\right)} = 0{,}0063.$$

Или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0{,}0063 \cdot 50 = 0{,}3$ Гц.

В системе установится частота: $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0{,}3 = 49{,}7$ Гц.

Подключение дополнительной нагрузки относится к режиму нормальной работы энергосистемы. Допустимое отклонение частоты в нормальных режимах составляет 0,2 Гц, следовательно, качество электроэнергии по частоте не соответствует ГОСТ 32144–2013 и необходимо выполнить её регулирование.

Задача 3

Генераторы ЭЭС, имеющие предельную допустимую мощность загрузки $P_{Гпред}$ = 2300 МВт, работают с выдачей мощности P_0 = 2000 МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{ном}$ = 50 Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки ΔP = 400 МВт. Статизм характеристики генераторов $S_Г$ = 0,067, нагрузки – $S_н$ = 1.

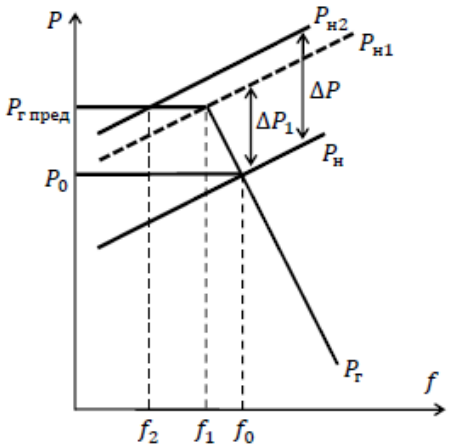


Рисунок 1.6 – Подключение дополнительной нагрузки в условиях дефицита генерирующей мощности

Решение задачи. При снижении частоты до значения f_1, как показано на рисунке 1.6, на первой стадии процесса регулирования, определяемой действием регуляторов скорости и полным использованием мощности генераторов, изменение частоты будет определяться формулой

$$\Delta f_1^* = \frac{P^*_{\text{рез}\,0}}{K_Г} = \frac{P_{Гпред} - P_0}{P_0 \cdot K_Г} = \frac{(P_{Гпред} - P_0) \cdot S_Г}{P_0} = \frac{(2300 - 2000) \cdot 0{,}067}{2000} = 0{,}01.$$

Это изменение соответствует изменению частоты f_1= 0,01·50 = 0,5 Гц. Оно обеспечит покрытие части новой подключаемой нагрузки в размере, определяемом формулой

$$\Delta P_1^* = \Delta f^* \cdot (K_Г + K_н) = 0{,}01 \cdot \left(\frac{1}{0{,}067} + \frac{1}{1} \right) = 0{,}16.$$

В последней записи $K_г$ и $K_н$ выражены через их заданные статизмы. Соответственно на первой стадии процесса обеспечивается покрытие нагрузки:

ΔP_1= 0,16·2000=320 МВт.

Оставшаяся часть подключаемой нагрузки

$\Delta P_2 = \Delta P - \Delta P_1$=400–320=80 МВт.

Покрытие оставшейся части нагрузки обеспечивается исключительно за счет регулирующего эффекта самой нагрузки.

В результате относительное снижение частоты от f_1^* до f_2^*

$$\Delta f_2^* = \frac{\Delta P_2}{P_0} \cdot S_н = \frac{80}{2000} \cdot 1 = 0{,}04.$$

Или в абсолютном выражении Δf_2=0,04·50=2 Гц.

Общее снижение частоты составит $\Delta f = \Delta f_1 + \Delta f_2$=0,5+2=2,5 Гц, и в системе установится частота

$$f_2 = f_0 - \Delta f = 50 - 2{,}5 = 47{,}5 \text{ Гц}.$$

Таким образом, подключение на первой стадии нагрузки 320 МВт, при наличии резерва генерирующей мощности, вызвало снижение частоты лишь на 0,5 Гц, тогда как в условиях отсутствия резерва на второй стадии процесса подключение нагрузки 80 МВт привело к снижению частоты на 2 Гц. Этот пример показывает важность наличия достаточного резерва генерирующей мощности в энергосистеме.

Подключение дополнительной нагрузки относится к режиму нормальной работы энергосистемы. Допустимое отклонение частоты в нормальных режимах составляет 0,2 Гц, следовательно, качество электроэнергии по частоте не соответствует ГОСТ 32144–2013 и необходимо выполнить её регулирование.

Задача 4

Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{гпред}$ = 2400 МВт и работают с выдачей мощности P_0 = 2000 МВт при начальной номинальной частоте f= 50 Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_н$=200 МВт. Статизм характеристики нагрузки $S_н$ = 1, генераторов: а) $S_Г$=0,06; б) $S_Г$=0,08.

Решение задачи. Решение данной задачи выполняется аналогично тому, как это сделано в задаче 2. В результате увеличения нагрузки $\Delta P_н$ = 200 МВт итоговая нагрузка ЭЭС станет равной $P_{н1}$ = 2200 МВт, что не превышает предельно допустимой мощности генерации $P_{гпред}$=2400 МВт. При этом относительная величина снижения частоты Δf^* определяется, как показано на рисунке 1.5, совместно регулирующим эффектом нагрузки и

работой регулятора скорости вращения турбины

$$\Delta P_н^* = \Delta P_Г^* + \Delta P_{нр}^*,$$

где $\Delta P_Г^*$ – увеличение генерируемой мощности в относительных единицах, $\Delta P_{нр}^*$ – снижение величины роста нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки, о. е. При этом

$$\Delta P_н^* = \Delta f^* \cdot (K_Г + K_н) = \Delta f^* \cdot K_с,$$

где $K_с$ – крутизна результирующей частотной характеристики системы, учитывающей положительный регулирующий эффект нагрузки.

а) Если $S_г$=0,06, то относительное снижение частоты от f_0^* до f_1^* равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_н}{P_0 \cdot (K_Г + K_н)} = \frac{200}{2000 \cdot \left(\frac{1}{0{,}06} + \frac{1}{1}\right)} = 0{,}0057.$$

Или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0{,}0057 \cdot 50 = 0{,}28$ Гц.

В системе установится частота: $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0{,}28 = 49{,}72$ Гц.

б) Если $S_г$ =0,08, то относительное снижение частоты от f_0^* до f_1^* равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_н}{P_0 \cdot (K_Г + K_н)} = \frac{200}{2000 \cdot \left(\frac{1}{0{,}08} + \frac{1}{1}\right)} = 0{,}0074.$$

Или в абсолютном выражении $\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0{,}0074 \cdot 50 = 0{,}37$ Гц.

В системе установится частота: $f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0{,}37 = 49{,}63$ Гц.

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Определить частоту в системе мощностью $P_Г$ после отключения блока мощностью $\Delta P_Г$, коэффициент статизма регулятора скорости турбины k_S= –0,1.

Задача 2. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{Гпред}$ и работают с выдачей мощности P_0 при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{ном}$ = 50 Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_н$. Статизм характеристики генераторов равен $S_г$ = 0,063, нагрузки – $S_н$ = 1.

Задача 3. Генераторы ЭЭС, имеющие предельную допустимую мощность загрузки $P_{Гпред}$, работают с выдачей мощности P_0 при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{ном}$ = 50 Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки ΔP. Статизм характеристики генераторов $S_Г$ = 0,063, нагрузки – $S_н$ = 1.

Задача 4. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{гпред}$ и работают с выдачей мощности P_0 при начальной номинальной частоте f= 50 Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_н$. Статизм характеристики нагрузки $S_н$ = 1, генераторов: а) $S_Г$=0,057; б) $S_Г$=0,085.

Исходные данные для решения задач практического занятия №1 представлены в таблице 1.1.

Вопросы к практическому занятию №1

1. Перечислите способы регулирования частоты.
2. В каких пределах должна находиться частота в энергосистеме в нормальном режиме?
3. В каких пределах должна находиться частота в энергосистеме в послеаварийном режиме?

4. Что такое статизм энергосистемы?

5. Что характеризуют статические характеристики нагрузки?

6. Как влияет отклонение частоты в энергосистеме на работу электроприемников?

Таблица 1.1 – Исходные данные для решения задач практического занятия №1

№ варианта	Задача 1		Задача 2, 3				Задача 4		
	$P_Г$, ГВт	$\Delta P_Г$, МВт	$P_{Гпред}$, МВт	P_0, МВт	$\Delta P_н$, МВт	ΔP, МВт	$P_{Гпред}$, МВт	P_0, МВт	$\Delta P_н$, МВт
1	4	250	2000	1700	150	400	3500	3200	150
2	4	300	2100	1800	155	400	3400	3100	155
3	4	350	2200	1900	160	400	3300	3000	160
4	4	400	2400	2100	165	400	3200	2900	165
5	4	450	2500	2200	170	400	3100	2800	170
6	4	550	2600	2300	175	400	3000	2700	175
7	4	600	2700	2400	180	400	2900	2600	180
8	4	650	2800	2500	185	400	2800	2500	185
9	4	700	2900	2600	190	400	2700	2400	190
10	4	750	3000	2700	195	400	2600	2300	195
11	5	250	3100	2800	200	400	2500	2200	200
12	5	300	3200	2900	205	400	2400	2100	205
13	5	350	3300	3000	210	400	2200	1900	210
14	5	400	3400	3100	215	400	2100	1800	215
15	5	450	3500	3200	220	400	2000	1700	220
16	5	550	2000	1600	225	500	3500	3200	150
17	5	600	2100	1700	230	500	3400	3100	155
18	5	650	2200	1800	235	500	3300	3000	160
19	5	700	2300	1900	240	500	3200	2900	165
20	5	750	2500	2100	245	500	3100	2800	170
21	6	250	2600	2200	250	500	3000	2700	175
22	6	300	2700	2300	255	500	2900	2600	180
23	6	350	2800	2400	260	500	2800	2500	185
24	6	400	2900	2500	265	500	2700	2400	190
25	6	450	3000	2600	270	500	2600	2300	195
26	6	550	3100	2700	275	500	2500	2200	200
27	6	600	3200	2800	280	500	2400	2100	205
28	6	650	3300	2900	285	500	2200	1900	210
29	6	700	3400	3000	290	500	2100	1800	215
30	6	750	3500	3100	300	500	2000	1700	220

Практическое занятие №2

Регулирование напряжения в энергосистеме. Регулирование напряжения в электрической сети

Теоретические положения

Регулирование напряжения в энергосистеме связано с балансом реактивной мощности, который по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узлах сети обычно отличаются от среднего уровня, причем это отличие связано со многими факторами: конфигурацией сети, значениями нагрузок и т. д. Допустимые отклонения напряжения на шинах потребителя, согласно ГОСТ 32144–2013, в нормальных режимах составляют ±5% и в послеаварийных (максимальные отклонения) ±10% от номинального напряжения потребителей.

Различают централизованное и местное регулирование напряжения. Под централизованным регулированием понимают регулирование напряжения непосредственно на шинах генераторов электростанций при помощи изменения их возбуждения. Централизованное регулирование осуществляют обычно как «встречное», т. е. таким образом, чтобы оно заранее «встречало» колебания напряжения, вызванные нагрузкой. Так, в период наибольших нагрузок у генераторов поднимают напряжение выше номинального, чтобы компенсировать повышенные потери напряжения в сети и поддержать его у потребителя близким к поминальному. И наоборот, когда нагрузка снижается, уменьшают возбуждение у генераторов и соответственно напряжение в сети. При централизованном регулировании в питающем узле одновременно поддерживаются допустимые уровни напряжения в целом для группы потребителей близлежащего района.

Под местным регулированием понимают регулирование напряжения непосредственно на месте потребления, т. е. его стабилизацию на заданном уровне у каждого отдельного потребителя (например, стабилизаторы для телевизоров) или сразу для группы потребителей (например, для одного или

нескольких домов). В последнем случае в какой-то точке сети устанавливают трансформатор с устройством для регулирования напряжения. Это устройство включают, когда у всех потребителей, питаемых от этого трансформатора, надо поддержать напряжение на определенном уровне (например, 220 В).

Средствами регулирования напряжения могут служить: генераторы на электростанциях, трансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и без нагрузки (ПБВ), вольтодобавочные трансформаторы и линейные регуляторы, компенсирующие устройства, вырабатывающие (батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы в перевозбужденном режиме) и потребляющие (реакторы, синхронные компенсаторы в недовозбужденном режиме) реактивную мощность. Кроме того, регулирование напряжения может осуществляться изменением конфигурации сети. Некоторое участие в регулировании напряжения принимают и нагрузки, снижающие потребление активной и, особенно, реактивной мощности при снижении напряжения на их шинах. На рисунке 2.1 показаны статические характеристики обобщенного узла нагрузки по напряжению, из которых видно, что при снижении напряжения ниже номинального (не более чем до $U_{пр}$) уменьшается как активная, так и реактивная мощность нагрузки.

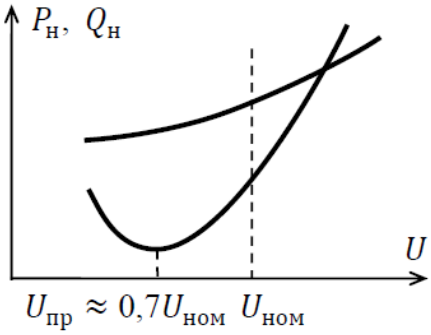


Рисунок 2.1 – Статические характеристики нагрузки по напряжению

Примеры решения задач

Задача 1

Определить возможность централизованного регулирования

напряжения в узле А для потребителей в узлах 2 и 3. Схема замещения сети показана на рисунке 2.2, графики нагрузок приведены на рисунке 2.3. Номинальное напряжение сети 6 кВ. Потерями в сети пренебречь.

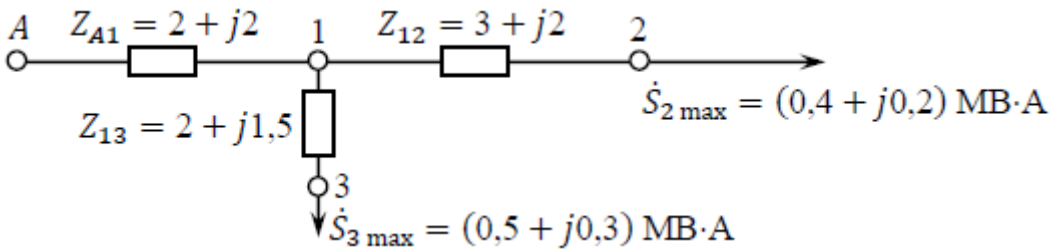


Рисунок 2.2 – Схема замещения сети

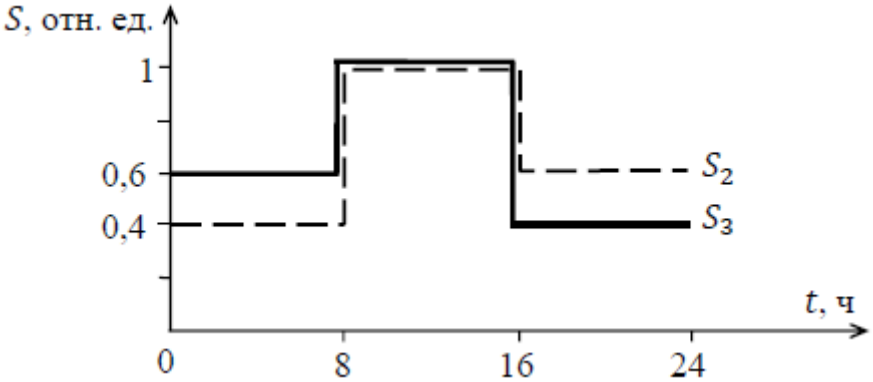


Рисунок 2.3 – Графики нагрузок потребителей

Решение задачи. Согласно ГОСТ допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей в нормальных режимах составляют ±5 % от номинального напряжения. Таким образом, для потребителей в узлах 2 и 3 все значения напряжения в диапазоне от 5,7 до 6,3 кВ являются допустимыми. Теперь следует найти возможные уровни напряжений в узле А, которые соответствуют диапазону допустимых напряжений в узлах 2 и 3.

Найдем требуемые уровни напряжения в узле А ($U^{A}_{2\min}, U^{A}_{2\max}$), обеспечивающие соответственно минимальное $U_{2\min}$ и максимальное $U_{2\max}$ напряжения в узле 2 для первого интервала постоянства нагрузок:

$$U^{A}_{2\min} = U_{2\min} + \Delta U_{12} + \Delta U_{A1},$$
$$U^{A}_{2\max} = U_{2\max} + \Delta U_{12} + \Delta U_{A1}$$

При расчете напряжений в сети 6 кВ учитывается только продольная составляющая падения напряжений. На временном интервале от 0 до 8 часов:

$\dot{S}_2 = 0{,}4 \cdot \dot{S}_{2\max} = 0{,}16 + j0{,}08$ МВ·А;

$\dot{S}_3 = 0{,}6 \cdot \dot{S}_{3\max} = 0{,}16 + j0{,}08$ МВ·А, тогда при расчете $U_{2\max}^{A}$ имеем:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot Y_{12}}{U_2} = \frac{0{,}16 \cdot 3 + 0{,}08 \cdot 2}{6{,}3} = 0{,}1 \text{ кВ}$$

$$\dot{S}_{1A} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3 = 0{,}16 + j0{,}08 + 0{,}3 + j0{,}18 = 0{,}46 + j0{,}26 \text{ МВ·А}$$

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12} = 6{,}3 + 0{,}1 = 6{,}4 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1} \cdot R_{A1} + Q_{A1} \cdot Y_{A1}}{U_1} = \frac{0{,}46 \cdot 2 + 0{,}26 \cdot 2}{6{,}4} = 0{,}23 \text{ кВ}$$

$$U_{2\max}^{A} = 6{,}3 + 0{,}1 + 0{,}23 = 6{,}63 \text{ кВ}$$

При минимальном напряжении в узле 2 напряжение узла А находится как

$$\Delta U_{12} = \frac{0{,}16 \cdot 3 + 0{,}08 \cdot 2}{5{,}7} = 0{,}11 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 5{,}7 + 0{,}11 = 5{,}81 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}46 \cdot 2 + 0{,}26 \cdot 2}{5{,}8} = 0{,}25 \text{ кВ}$$

$$U_{2\max}^{A} = 5{,}7 + 0{,}11 + 0{,}25 = 6{,}06 \text{ кВ}$$

Таким образом, все напряжения узла А в интервале от 6,63 до 6,06 кВ устраивают потребителя, находящегося в узле 2.

Аналогично находятся напряжения узла А, которые устраивают потребителя в узле 3 для временного интервала от 0 до 8 часов.

$$U_{3\max}^{A} = U_{3\max} + \Delta U_{31} + \Delta U_{A1} \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{31} = \frac{P_{31} \cdot R_{31} + Q_{31} \cdot Y_{31}}{U_3} = \frac{0{,}3 \cdot 2 + 0{,}18 \cdot 1.5}{6{,}3} = 0{,}14 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 6{,}3 + 0{,}14 = 6{,}44 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}46 \cdot 2 + 0{,}26 \cdot 2}{6{,}44} = 0{,}22 \text{ кВ}$$

$$U_{3\max}^{A} = 6{,}3 + 0{,}14 + 0{,}22 = 6{,}66 \text{ кВ}$$

$$U_{3\min}^{A} = U_{3\min} + \Delta U_{31} + \Delta U_{A1}$$

$$\Delta U_{31} = \frac{0{,}3 \cdot 2 + 0{,}18 \cdot 1{,}5}{5{,}7} = 0{,}14 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 5{,}7 + 0{,}15 = 5{,}85 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}46 \cdot 2 + 0{,}26 \cdot 2}{5{,}85} = 0{,}25 \text{ кВ}$$

$$U_{3\min}^{A} = 5{,}7 + 0{,}15 + 0{,}25 = 6{,}1 \text{ кВ}$$

Диапазон приемлемых для потребителя узла 3 напряжений узла А от 6,66 до 6,1 кВ. Далее возникает задача поиска диапазона напряжений узла А, одновременно приемлемых для узлов 2 и 3. Этот диапазон соответствует пересечению областей допустимых напряжений U_{A2} и U_{A3}.

На рисунке 2.4 сплошной линией показан диапазон допустимых значений U_A для узла 3 и пунктиром – для узла 2, заштрихованная зона соответствует уровням напряжений, соблюдение которых в узле А обеспечивает допустимые ГОСТ напряжения одновременно в узлах 2 и 3.

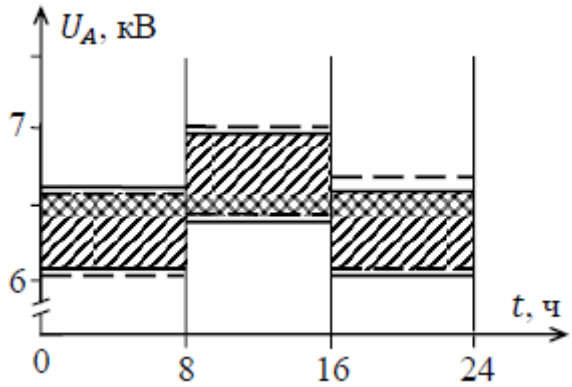


Рисунок 2.4 – Графики нагрузок потребителей

Следующим этапом являются расчеты напряжений для других временных интервалов. Если для всех интервалов постоянства нагрузок существуют уровни напряжений узла А, приемлемые одновременно для узлов 2 и 3, тогда централизованное регулирование возможно. Если хотя бы на одном интервале зоны допустимых значений напряжений в узле А, удовлетворяющие потребителей в узлах 2 и 3, не пересекаются, то

централизованное регулирование напряжения принципиально невозможно.

Интервал от 8 до 16 часов:

$$\dot{S}_2 = 1 \cdot (0{,}4 + j0{,}2) = 0{,}4 + j0{,}2 \text{ МВ·А};$$

$$\dot{S}_3 = 1 \cdot (0{,}5 + j0{,}3) = 0{,}5 + j0{,}3 \text{ МВ·А},$$

$$\Delta U_{12} = \frac{0{,}4 \cdot 3 + 0{,}2 \cdot 2}{6{,}3} = 0{,}25 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 6{,}3 + 0{,}25 = 6{,}55 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}9 \cdot 2 + 0{,}5 \cdot 2}{6{,}55} = 0{,}43 \text{ кВ}$$

$$U_{2\max}^{A} = 6{,}98 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{0{,}4 \cdot 3 + 0{,}2 \cdot 2}{5{,}7} = 0{,}28 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 5{,}7 + 0{,}28 = 5{,}98 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}9 \cdot 2 + 0{,}5 \cdot 2}{5{,}98} = 0{,}47 \text{ кВ}$$

$$U_{2\min}^{A} = 6{,}45 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{31} = \frac{0{,}5 \cdot 2 + 0{,}3 \cdot 2}{6{,}3} = 0{,}23 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 6{,}3 + 0{,}23 = 6{,}53 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}9 \cdot 2 + 0{,}5 \cdot 2}{6{,}53} = 0{,}43 \text{ кВ}$$

$$U_{3\max}^{A} = 6{,}96 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{31} = \frac{0{,}5 \cdot 2 + 0{,}3 \cdot 1{,}5}{5{,}7} = 0{,}25 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 5{,}7 + 0{,}25 = 5{,}95 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}9 \cdot 2 + 0{,}5 \cdot 2}{5{,}95} = 0{,}47 \text{ кВ}$$

$$U_{3\min}^{A} = 6{,}42 \text{ кВ}$$

Интервал от 16 до 24 часов:

$$\dot{S}_2 = 0{,}6 \cdot (0{,}4 + j0{,}2) = 0{,}24 + j0{,}12 \text{ МВ·А};$$

$$\dot{S}_3 = 0{,}4 \cdot (0{,}5 + j0{,}3) = 0{,}2 + j0{,}12 \text{ МВ·А},$$

$$\Delta U_{12} = \frac{0{,}24 \cdot 3 + 0{,}12 \cdot 2}{6{,}3} = 0{,}15 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 6{,}3 + 0{,}15 = 6{,}45 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}44 \cdot 2 + 0{,}24 \cdot 2}{6{,}45} = 0{,}21 \text{ кВ}$$

$$U^A_{2\max} = 6{,}66 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{0{,}24 \cdot 3 + 0{,}12 \cdot 2}{5{,}7} = 0{,}17 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 5{,}7 + 0{,}17 = 5{,}87 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}44 \cdot 2 + 0{,}24 \cdot 2}{5{,}87} = 0{,}23 \text{ кВ}$$

$$U^A_{2\min} = 6{,}1 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{13} = \frac{0{,}2 \cdot 2 + 0{,}12 \cdot 1{,}5}{6{,}3} = 0{,}09 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 6{,}3 + 0{,}09 = 6{,}39 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}44 \cdot 2 + 0{,}24 \cdot 2}{6{,}39} = 0{,}21 \text{ кВ}$$

$$U^A_{3\max} = 6{,}6 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{13} = \frac{0{,}2 \cdot 2 + 0{,}12 \cdot 1{,}5}{5{,}7} = 0{,}1 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 5{,}7 + 0{,}1 = 5{,}8 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0{,}44 \cdot 2 + 0{,}24 \cdot 2}{5{,}8} = 0{,}23 \text{ кВ}$$

$$U^A_{3\min} = 6{,}03 \text{ кВ}$$

Таким образом, как видно из диаграммы напряжений, показанной на рисунке 2.4, существует диапазон напряжений в узле А, одновременно обеспечивающий допустимые уровни напряжений в узлах 2 и 3.

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Определить возможность централизованного регулирования напряжения в узле А для потребителей в узлах 2 и 3. Схема замещения сети показана на рисунке 2.2, графики нагрузок приведены на рисунке 2.3. Номинальное напряжение сети 10 кВ. Потерями в сети пренебречь.

Исходные данные для решения задач практического занятия №2 представлены в таблице 2.1.

Вопросы к практическому занятию №2

1. В каких пределах должно находиться напряжение в энергосистеме в нормальном режиме?
2. В каких пределах должно находиться напряжение в энергосистеме в послеаварийном режиме?
3. Перечислите средства регулирования напряжения в энергосистеме.
4. Как регулируют напряжение с помощью генераторов электростанций?
5. Как регулирую напряжение изменением парметров электрической сети?

Таблица 2.1 – Исходные данные для решения задач практического занятия №2

Вариант	Задача №1									
	R_{A1}, Ом	X_{A1}, Ом	R_{12}, Ом	X_{12}, Ом	R_{13}, Ом	X_{13}, Ом	P_2, МВт	Q_2, МВАр	P_3, МВт	Q_3, МВАр
1	1	2	4	2	3	2	0,5	0,3	0,4	0,3
2	3	2	2	3	5	4	0,9	0,3	0,9	0,5
3	1	5	5	1	6	3	0,6	0,3	0,7	0,3
4	1	3	3	2	4	4	0,6	0,2	0,5	0,4
5	4	3	2	4	5	5	0,5	0,3	0,5	0,5
6	4	4	3	2	5	5	0,9	0,5	0,7	0,3
7	2	4	3	2	4	4	0,5	0,4	0,9	0,5
8	2	2	4	2	6	4	0,6	0,4	0,5	0,2
9	2	3	6	2	7	4	0,8	0,2	0,4	0,3
10	1	6	4	1	5	1	0,9	0,5	0,8	0,5
11	1	3	3	1	3	2	0,4	0,3	0,5	0,3
12	3	2	4	2	4	4	0,7	0,3	0,4	0,5
13	1	2	2	1	3	4	0,9	0,2	0,7	0,4
14	4	6	4	2	7	4	0,9	0,5	0,6	0,2
15	4	3	4	1	5	5	0,5	0,5	0,7	0,4
16	1	5	4	1	6	2	0,5	0,4	0,5	0,4
17	3	4	5	2	5	3	0,5	0,4	0,5	0,4
18	1	6	6	3	3	2	0,6	0,5	0,4	0,2
19	4	5	3	1	5	5	0,4	0,2	0,5	0,5
20	3	3	3	4	3	5	0,4	0,5	0,5	0,3
21	1	2	2	2	6	3	0,7	0,5	0,9	0,2
22	4	2	4	4	6	5	0,5	0,2	0,5	0,3
23	3	3	2	2	5	2	0,5	0,2	0,6	0,2
24	4	2	3	3	6	5	0,7	0,2	0,4	0,5
25	1	4	5	2	3	5	0,6	0,2	0,6	0,5
25	3	3	6	4	7	4	0,7	0,3	0,5	0,4
26	1	2	5	4	7	5	0,9	0,3	0,5	0,5
27	3	6	5	1	6	2	0,6	0,4	0,7	0,5
28	3	2	2	1	6	4	0,7	0,3	0,4	0,5
29	2	4	4	2	4	5	0,7	0,4	0,7	0,2
30	4	5	2	4	7	5	0,8	0,2	0,4	0,3

Практическое занятие №3

Регулирование напряжения в энергосистеме. Регулирование напряжения трансформатора

Теоретические положения

Регулирование напряжения трансформатора может быть автоматическим, без отключения трансформатора от сети. При этом потребитель даже не чувствует, что в трансформаторе происходят какие-то изменения. Такое регулирование напряжения называют регулированием под нагрузкой (РПН). Однако РПН требует применения сложных и дорогих переключающих устройств. Поэтому для трансформаторов небольшой мощности часто применяют регулирование напряжения без возбуждения, т. е. после отключения всех их обмоток от сети. Этот способ регулирования сокращенно называют ПБВ (переключение без возбуждения). После переключения трансформатор вновь включается в работу. При этом способе потребителя на какое-то время вообще отключают от сети. Особенно неудобно это там, где нагрузка меняется часто. Зато устройства ПБВ просты по конструкции и относительно дешевы.

Регулирование напряжения без возбуждения

Наибольшее распространение на практике получило регулирование напряжения при помощи изменения ступенями числа витков одной из обмоток. Подавляющее большинство трансформаторов строят с регулированием числа витков в обмотке ВН. Дело в том, что по обмотке НН протекает большой ток и, следовательно, переключающее устройство должно быть рассчитано на этот ток, т. е. оно неизбежно будет громоздким. В обмотке ВН ток в десятки раз меньше (например, для сети 6 кВ: 6300/220=28,6 А) и, следовательно, переключающее устройство может быть сравнительно небольшим и легким, хотя его и придется изолировать от заземленных частей трансформатора.

При изменении числа витков, например, первичной обмотки меняется

величина магнитного потока, вследствие чего увеличивается (или уменьшается) напряжение во вторичной обмотке трансформатора. Так, если напряжение питающей сети (первичное) постоянно, а вторичное упало, то для его восстановления надо увеличить магнитный поток. Это достигается уменьшением числа витков ω_1 первичной обмотки.

Действительно, при постоянном U_1 ЭДС E_1 также неизменна. Из выражения $E_1 = 4{,}44f\,\omega_1\Phi_{0макс}$ следует, что увеличить магнитный поток при неизменной E_1 можно, только уменьшив число витков первичной обмотки. Если же первичное напряжение упало, то соответственно упадет и величина Φ_0. Для сохранения постоянной величины вторичного напряжения надо восстановить прежнее значение магнитного потока. Этого можно достигнуть также уменьшением числа витков первичной обмотки.

Принцип регулирования как раз и заключается в изменении определенными ступенями числа витков в обмотке трансформатора, что обеспечивает необходимые величины магнитного потока и напряжения. На практике в обмотке ВН трансформатора делают ряд ответвлений, каждое из которых соответствует заданному числу последовательно включенных витков обмотки (рисунок 1).

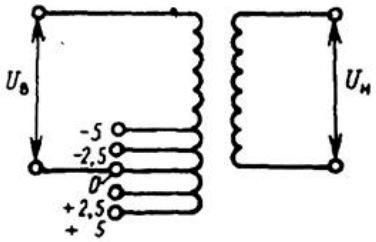


Рисунок 3.1 – Схема регулирования напряжения ПБВ

Трансформатор с ПБВ (рисунок 3.1) имеет одно основное и четыре дополнительных ответвления. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети, к которому присоединяется данный трансформатор. При использовании четырех дополнительных ответвлений коэффициент трансформации соответственно отличается от номинального на +5, +2,5, –2,5, –5%.

Переключения регулировочных ответвлений у трансформаторов с ПБВ, осуществляемые при их отключенном положении, производятся редко, обычно только при сезонном изменении нагрузок. Переключать ответвления при работающем трансформаторе нельзя, так как при размыкании ответвлений между контактами переключателя возникнет электрическая дуга, которая быстро его разрушит. Следовательно, чтобы переключить обмотку трансформатора на другое напряжение, надо отключить его от сети, переключить его ответвления и вновь включить в работу. На это время все приемники остаются без питания. Это экономически невыгодно.

Регулирование напряжения под нагрузкой

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой отличаются наличием специального, встроенного в кожух трансформатора переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования.

Обмотка ВН трансформатора с РПН (рисунок 3.2) состоит из двух частей – нерегулируемой *а* и регулируемой *б*. На регулируемой части обмотки имеется ряд ответвлений к зажимам *1-4*. Ответвления *1-2* соответствуют части витков, включенных согласно с витками основной обмотки. При переходе с ответвления *2* на ответвление *1* коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. Ответвления *3-4* соответствуют части витков, включенных встречно по отношению к виткам основной обмотки. Переход с ответвления *3* на ответвление *4* уменьшает коэффициент трансформации.

На регулируемой части б обмотки имеется переключающее устройство, состоящее из подвижных контактов *в* и *г*, контактов *К1*, *К2* и реактора *L*. Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки трансформатора. Нормально ток нагрузки обмотки ВН распределяется поровну между половинками обмотки реактора. Поэтому магнитный поток мал и потеря напряжения в реакторе также мала.

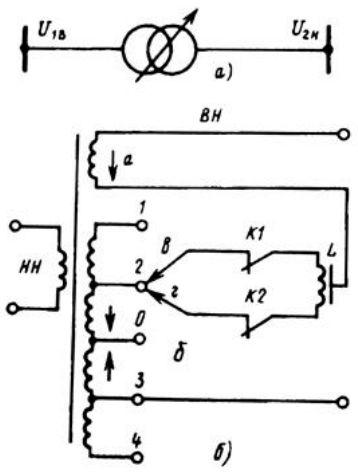


Рисунок 3.2 – Трансформатор с РПН

На рисунке 3.2, а оба отводящих контакта установлены на одном ответвлении обмотки. Такое положение контактов называют «два вместе». Номинальный ток нагрузки делится поровну между двумя половинами переключающего устройства. При необходимости перейти на другое ответвление (ступень) обмотки привод в первую очередь размыкает контакты контактора *К2*. Эти контакты разрывают ток, равный половине номинального, и между ними возникает электрическая дуга. После гашения дуги весь ток проходит только через вторую (верхнюю) половину переключающего устройства. Отводящий контакт избирателя *г* при отсутствии тока (цепь разорвана) переходит на другое ответвление обмотки, после чего контакты *К2* вновь замыкаются.

Такое положение переключающего устройства обычно называют положением «мост». Как и в положении «два вместе», номинальный ток нагрузки делится пополам между каждой половиной переключающего устройства. Однако в положении «мост» кроме нагрузочного тока возникает циркулирующий ток, замыкающийся внутри контура, образованного частью обмотки трансформатора и реактором. Величина циркулирующего тока ограничивается сопротивлением контура – в основном сопротивлением реактора. Обычно сопротивление реактора подбирают так, чтобы величина циркулирующего тока была равна половине номинального. В этом случае

ток, проходящий через отводящие контакты *в* и *г*, не будет больше номинального и нет опасности их чрезмерного нагрева.

Далее размыкаются контакты *К1*, разрывающие номинальный ток. После гашения дуги весь ток проходит уже через другую половину переключающего устройства. Отводящий контакт *в* избирателя при отсутствии тока переходит на ответвление, где уже стоит контакт *г*, контакт *К2* вновь замыкается и переключение заканчивается.

Примеры решения задач

Задача 1

Определить допустимые колебания напряжений на высшей стороне трансформатора с РПН из условий обеспечения качества электроэнергии на шинах низшего напряжения. Исходная схема сети приведена на рисунке 3.3.

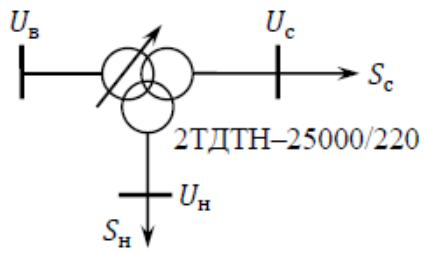


Рисунок 3.3 – Исходная схема сети

Решение задачи. Схема замещения сети представлена на рисунке 3.4.

Параметры схемы замещения трансформатора [2]:

$U_{ВН}$=230 кВ, $U_{СН}$=38,5 кВ, $U_{НН}$=11 кВ;

$R_{ТВ} = R'_{ТС} = R'_{ТН} = 5{,}7$ Ом, $X_{ТВ} = 275$ Ом, $X'_{ТС} = 0$ Ом, $X'_{ТН}$ =148 Ом;

$\Delta P_{xx} = 0{,}05$ МВт, $\Delta Q_{xx} = 0{,}3$ Мвар.

Пределы регулирования: ±12 х 1%; устройство РПН на стороне ВН.

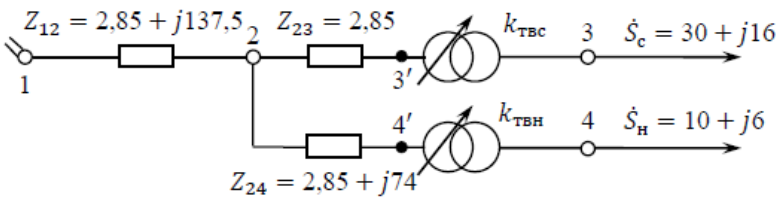


Рисунок 3.4 – Схема замещения сети

В данной задаче требуется найти напряжение базисного узла при минимально допустимом требованиями ГОСТ напряжении на низшей стороне трансформатора и минимальном значении коэффициента трансформации $k_{\text{твн}}$, а также при максимально допустимом напряжении на низшей стороне трансформатора и максимальном значении коэффициента трансформации $k_{\text{твн}}$, $U_{\text{ном}}$ потребителя 10 кВ, поэтому:

$$U_{4\min} = 9{,}5 \text{ кВ}$$

$$U_{4\max} = 10{,}5 \text{ кВ}$$

$$k_{TBH\min} = \frac{230 - 12 \cdot 0{,}01 \cdot 230}{11} = 18{,}4;$$

$$k_{TBH\max} = \frac{230 + 12 \cdot 0{,}01 \cdot 230}{11} = 23{,}428.$$

Расчет режима произведен для обоих случаев и выполнен без учета потерь мощности в сопротивлениях трансформатора,

$$\dot{U}_B = \dot{U}_H \cdot k_{TBH} + \Delta\dot{U}_{24} + \Delta\dot{U}_{12}.$$

1. $U_4 = U_{4\min} = 9{,}5$ кВ

$$k_{TBH} = k_{TBH\min} = 18{,}4$$

$$U_{4'} = U_4 \cdot k_{TBH\min} = 9{,}5 \cdot 18{,}4 = 174{,}8 \text{ кВ}$$

$$\dot{S}_{24} = \dot{S}_H = 10 + j6 \text{ МВ·А}$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_C = 30 + j16 \text{ МВ·А}$$

$$\Delta U_{24} = \frac{P_{24} \cdot R_{24} + Q_{24} \cdot X_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 2{,}85 + 6 \cdot 74}{174{,}8} = 2{,}7 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{24} = \frac{P_{24} \cdot X_{24} - Q_{24} \cdot R_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 74 - 6 \cdot 2{,}85}{174{,}8} = 4{,}14 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{2'} = U_{4'} + \Delta U_{24} + j\delta U_{24} = 174{,}8 + 2{,}7 + j4{,}14 = 177{,}5 + j4{,}14 = 177{,}5\underline{|1{,}34^\circ} \text{ кВ}.$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{24} + \dot{S}_{23} = 10 + j6 + 30 + j16 = 40 + j22 \text{ МВ·А}$$

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta U_{12} + j\delta U_{12}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 2{,}85 + 22 \cdot 137{,}5}{177{,}55} = 17{,}68 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot X_{12} - Q_{12} \cdot R_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 137{,}5 - 22 \cdot 2{,}85}{177{,}55} = 30{,}62 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_1 = 177{,}55 + 17{,}68 + j30{,}62 = 195{,}23 + j30{,}62 = 197{,}62\underline{|8{,}91^\circ} \text{ кВ}.$$

$$\dot{U}_{1\min} = 197{,}62\underline{|8{,}91^\circ + 1{,}34^\circ} = 197{,}62\underline{|10{,}25^\circ}$$

2. $U_4 = U_{4\max} = 10{,}5$ кВ

$$k_{ТВН} = k_{ТВН\max} = 23{,}418$$

$$U_{4'} = U_4 \cdot k_{ТВН} = 10{,}5 \cdot 23{,}418 = 245{,}89 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{24} = \frac{P_{24} \cdot R_{24} + Q_{24} \cdot X_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 2{,}85 + 6 \cdot 74}{245{,}89} = 1{,}92 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{24} = \frac{P_{24} \cdot X_{24} - Q_{24} \cdot R_{24}}{U_{4'}} = \frac{10 \cdot 74 - 6 \cdot 2{,}85}{245{,}89} = 2{,}94 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{2'} = U_{4'} + \Delta U_{24} + j\delta U_{24} = 245{,}89 + 1{,}92 + j2{,}94 = 247{,}81 + j2{,}94 =$$
$$= 247{,}83\underline{|0{,}68^\circ} кВ$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 2{,}85 + 22 \cdot 137{,}5}{247{,}83} = 12{,}67 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot X_{12} - Q_{12} \cdot R_{12}}{U_2} = \frac{40 \cdot 137{,}5 - 22 \cdot 2{,}85}{247{,}83} = 21{,}94 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_1 = 247{,}83 + 12{,}67 + j21{,}94 = 260{,}5 + j21{,}94 = 261{,}42\underline{|4{,}81^\circ} \text{ кВ}.$$

$$\dot{U}_{1\max} = 216{,}42\underline{|4{,}81^\circ + 0{,}68^\circ} = 261{,}42\underline{|5{,}49^\circ}$$

Анализ показал, что $U_1 > U_{раб\max} = 252$ кВ, поэтому максимально допустимое напряжение на высшей стороне трансформатора равно максимальному рабочему напряжению, $U_{1\max} = U_{раб\max} = 252$ кВ. Минимально допустимое напряжение, обеспечивающее качество электроэнергии на шинах низшего напряжения, $U_{1\min} = 197{,}62$ кВ.

Задача 2

На подстанции 220/35/10 кВ установлен трехобмоточный трансформатор, номинальная мощность которого $S_{ном} = 40$ МВА.

Напряжение на шинах высшего напряжения (ВН) равно 227,6 кВ. Мощности нагрузок на шинах среднего (СН) и низшего (НН) напряжения подстанции $S_с = 15 + j10$ МВА; $S_н = 10 + j4$ МВА. На стороне 10 кВ трансформатора необходимо поддерживать напряжение, равное 105 % номинального. На шинах 35 кВ наилучший уровень напряжения составляет 36,2 кВ. Выбрать ответвления устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и переключения без возбуждения (ПБВ) трехобмоточного трансформатора. Определить действительные напряжения на шинах СН и НН после регулирования. Справочные данные трансформатора приведены в таблице 1.

Таблица 3.1 – Справочные данные трансформатора

Каталожные данные					Расчетные данные					
Sном, МВА	Регулирование напряжения	$U_{ном}$, обмоток, кВ			$R_т$, Ом			$X_т$, Ом		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
25	РПН в нейтрали ВН ±12 х 1 % ПБВ СН ±2 х 2,5 %	230	38,5	11	5,7	5,7	5,7	275	0	148
40	РПН в нейтрали ВН ±8 х 2 % ПБВ СН ±2 х 2,5 %	230	38,5	11	3,6	3,6	3,6	165	0	125

Решение задачи. Упрощенная схема замещения трехобмоточного трансформатора представленная на рисунке 3.5.

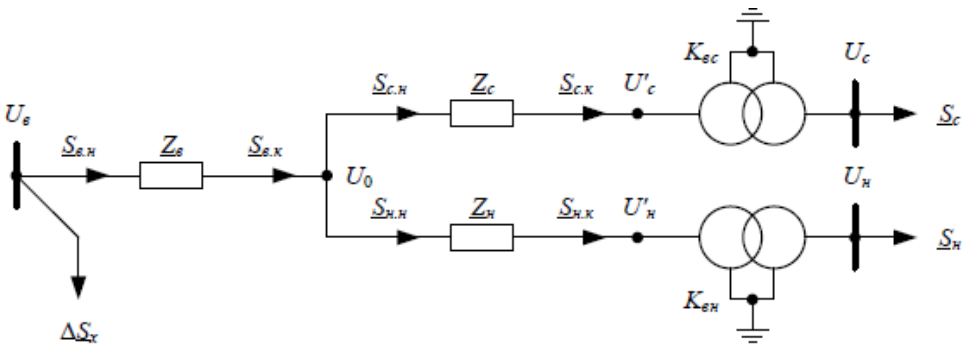


Рисунок 3.5 – Упрощенная схема замещения трехобмоточного трансформатора

Потоки мощности в конце обмоток СН и НН:

$\underline{S}_{с.к} = \underline{S}_с = 15 + j10$ МВА;

$\underline{S}_{н.к} = \underline{S}_н = 10 + j4$ МВА.

Потоки мощности в начале обмоток СН и НН:

$$\underline{S}_{с.н} = \underline{S}_{с.к} + \Delta\underline{S}_{с} = \underline{S}_{с.к} + \frac{S^2_{с.к}}{U^2_{ном}} \cdot \underline{Z}_{с} = 15 + j10 + \frac{15^2 + 10^2}{220^2} \cdot 3{,}6 =$$

$$= 15{,}02 + j10\text{МВА}$$

$$\underline{S}_{н.н} = \underline{S}_{н.к} + \Delta\underline{S}_{н} = \underline{S}_{н.к} + \frac{S^2_{н.к}}{U^2_{ном}} \cdot \underline{Z}_{н} = 10 + j4 + \frac{10^2 + 4^2}{220^2} \cdot (3{,}6 + j125) =$$

$$= 10{,}01 + j4{,}3\text{МВА}$$

Поток мощности в конце обмотки ВН:

$$\underline{S}_{в.к} = \underline{S}_{с.н} + \underline{S}_{н.н} = 15{,}02 + j10 + 10{,}01 + j4{,}3 = 25{,}03 + j14{,}3\,\text{МВА};$$

Поток мощности в начале обмотки ВН:

$$\underline{S}_{в.н} = \underline{S}_{в.к} + \Delta\underline{S}_{в} = \underline{S}_{в.к} + \frac{S^2_{в.к}}{U^2_{ном}} \cdot \underline{Z}_{в} = 25{,}03 + j14{,}3 + \frac{25{,}03^2 + 14{,}3^2}{220^2} \cdot (3{,}6 + j125) =$$

$$= 25{,}09 + j17{,}13\text{МВА}$$

Напряжение в нулевой точке:

$$\underline{U}_0 = \underline{U}_{в} - \underline{U}_{\Delta в} = \underline{U}_{в} - \frac{S^*_{в.к}}{U^*_{ном}} \cdot \underline{Z}_{в} = 227{,}6 + \frac{25{,}09 - j17{,}13}{227{,}6} \cdot (3{,}6 + j165) =$$

$$= 214{,}78 + j17{,}92\text{кВ}$$

Напряжения на сторонах СН и НН, приведенные к стороне ВН:

$$\underline{U}'_{с} = \underline{U}_0 - \underline{U}_{\Delta в} = \underline{U}_0 - \frac{S^*_{в.н}}{U^*_{ном}} \cdot \underline{Z}_{с} = 214{,}78 - j17{,}92 + \frac{15{,}02 - j10}{214{,}78 + j17{,}92} \cdot 3{,}6 =$$

$$= 214{,}55 + j17{,}73\text{кВ}$$

$$\underline{U}'_{с} = \sqrt{\underline{\Delta U}'^{\,2}_{с} + \delta\underline{U}'^{\,2}_{с}} = \sqrt{214{,}55^2 + 17{,}73^2} = 215{,}28\ \text{кВ}$$

$$\underline{U}'_{н} = \underline{U}_0 - \underline{U}_{\Delta н} = \underline{U}_0 - \frac{S^*_{н.н}}{U^*_{ном}} \cdot \underline{Z}_{н} = 214{,}78 - j17{,}92 + \frac{10{,}01 - j4{,}3}{214{,}78 + j17{,}92} \cdot (3{,}6 + j125) =$$

$$= 211{,}65 + j23{,}41\text{кВ}$$

$$\underline{U}'_{н} = \sqrt{\underline{\Delta U}'^{\,2}_{н} + \delta\underline{U}'^{\,2}_{н}} = \sqrt{211{,}65^2 + 23{,}41^2} = 212{,}95\ \text{кВ}$$

Номер ответвления устройства РПН со стороны ВН, при котором обеспечивается желаемое напряжение на шинах НН $U_{н.ж}$, где $K_{вн.ном}$ – номинальный коэффициент трансформации ВН и НН, $t_р$ – ступень регулирования устройства РПН:

$$n_p = \left(\frac{U_н^{'}}{U_{н.ж} \cdot K_{вн.ном}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_p} = \left(\frac{212{,}95}{1{,}05 \cdot 10 \cdot \frac{230}{11}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0{,}015} = -2,$$

принимается $n_p = -2$.

Номер ответвления устройства ПБВ со стороны СН, при котором обеспечивается желаемое напряжение на шинах СН $U_{с.ж}$, где $K_{вс.ном}$ – номинальный коэффициент трансформации ВН и СН, t_n – ступень регулирования устройства ПБВ:

$$n_п = \left(\frac{K_{вс.ном} \cdot (1 + n_p \cdot t_p) \cdot U_{с.ж}}{U_с^{'}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_п} = \left(\frac{\frac{230}{38{,}5} \cdot (1 - 2 \cdot 0{,}015) \cdot 36{,}2}{215{,}28} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0{,}025} = -1{,}02$$

принимается $n_п = -1$.

Действительные напряжения на шинах СН и НН после регулирования:

$$U_н = \frac{U_н^{'}}{K_{вн.ном} \cdot (1 + n_p \cdot t_p)} = \frac{212{,}95}{\frac{230}{11} \cdot (1 + 2 \cdot 0{,}015)} = 10{,}5 \text{ кВ}$$

$$U_с = \frac{U_с^{'} \cdot (1 + n_п \cdot t_п)}{K_{вс.ном} \cdot (1 + n_p \cdot t_p)} = \frac{215{,}28 \cdot (1 - 1 \cdot 0{,}025)}{\frac{230}{38{,}5} \cdot (1 + 2 \cdot 0{,}015)} = 36{,}22 \text{ кВ}$$

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Определить допустимые колебания напряжений на высшей стороне трансформатора с РПН из условий обеспечения качества электроэнергии на шинах низшего напряжения. Исходная схема сети приведена на рисунке 3.3.

Задача 2. На подстанции 220/35/10 кВ установлен трехобмоточный трансформатор. Напряжение на шинах высшего напряжения (ВН) равно $U_в$. Мощности нагрузок на шинах среднего (СН) и низшего (НН) напряжения подстанции $S_с$, $S_н$. На стороне 10 кВ трансформатора необходимо

поддерживать напряжение, равное 105 % номинального. На шинах 35 кВ наилучший уровень напряжения составляет $U_{с.ж}$. Выбрать ответвления устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и переключения без возбуждения (ПБВ) трехобмоточного трансформатора. Определить действительные напряжения на шинах СН и НН после регулирования.

Исходные данные для решения задач практического занятия №3 представлены в таблице 3.2.

Вопросы к практическому занятию №3

1. Как регулируют напряжение электроснабжения с помощью трансформатора?
2. Поясните схему регулирования напряжения ПБВ?
3. Поясните схему регулирования напряжения РПН?
4. В чем принципиальное различие регулирования напряжения устройствами РПН и ПБВ?
5. На трансформаторах какой мощности предпочтительнее использовать тип регулирования напряжения ПБВ?
6. На трансформаторах какой мощности предпочтительнее использовать тип регулирования напряжения РПН?

Таблица 3.2 – Исходные данные для решения задач практического занятия № 3

Вариант	Задача №1				Задача №2						
	Pc, МВт	Qc, МВАр	Pн, МВт	Qн, МВАр	Sном, МВА	Pc, МВт	Qc, МВАр	Pн, МВт	Qн, МВАр	Uс.ж, кВ	Uв, кВ
1	23	10	11	5	25	14	6,3	9	3,78	36,49	227,74
2	23	11	10	5	40	18	11,52	9	4,59	36,73	227,14
3	25	14	8	6	25	20	8,6	12	8,28	36,5	227,87
4	28	16	9	6	40	19	8,55	12	6,48	36,57	227,85
5	25	14	9	6	25	18	10,62	8	3,68	36,44	227,25
6	29	12	8	3	40	13	5,59	10	6,4	36,43	227,56
7	28	15	7	4	25	14	8,26	6	3,78	36,74	227,89
8	29	10	12	3	40	16	9,92	11	5,83	36,49	227,48
9	29	15	13	6	25	19	12,35	10	4,9	36,27	227,42
10	28	15	10	3	40	17	9,01	11	5,17	36,61	227,3
11	27	11	7	5	25	16	9,44	11	4,84	36,62	227,71
12	23	14	7	6	40	15	6,9	10	4,8	36,65	227,41
13	23	15	10	4	25	14	6,58	6	3,54	36,31	227,4
14	28	12	11	3	40	16	10,08	11	6,93	36,2	227,66
15	24	11	12	4	25	16	9,6	11	6,05	36,49	227,15
16	29	10	7	6	40	16	6,56	8	3,2	36,4	227,4
17	30	13	12	3	25	15	8,1	11	4,95	36,51	227,86
18	29	15	13	6	40	19	11,21	11	6,82	36,72	227,7
19	29	14	11	6	25	14	9,1	7	3,36	36,25	227,55
20	28	13	12	6	40	16	10,56	8	3,76	36,47	227,75
21	29	15	7	3	25	17	11,9	12	5,28	36,48	227,21
22	28	10	9	5	40	17	10,88	7	3,08	36,1	227,76
23	23	10	9	5	25	20	11	8	4,72	36,49	227,7
24	26	12	12	3	40	18	11,34	9	5,58	36,61	227,67
25	30	16	12	3	25	13	8,45	12	5,28	36,26	227,71
26	30	15	13	3	40	13	8,32	12	6,12	36,43	227,57
27	23	16	13	4	25	14	8,4	11	6,05	36,3	227,14
28	24	14	7	5	40	20	11,4	8	5,04	36,63	227,31
29	28	10	9	3	25	14	9,8	8	3,52	36,73	227,88
30	23	11	11	5	40	14	6,02	7	4,69	36,32	227,13

Практическое занятие №4

Регулирование напряжения в энергосистеме. Регулирование напряжения компенсацией реактивной мощности

Теоретические положения

Сущность регулирования напряжения за счет воздействия на потоки реактивной мощности по элементам электрической сети заключается в том, что при изменении реактивной мощности изменяются потери напряжения в реактивных сопротивлениях. Так, для схемы сети, приведенной на рисунке 4.1, связь между напряжениями начала U_1, и конца U_2 можно записать в виде:

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_2 \cdot R + (Q_2 \mp Q_{КУ}) \cdot X}{U_2}. \qquad (4.1)$$

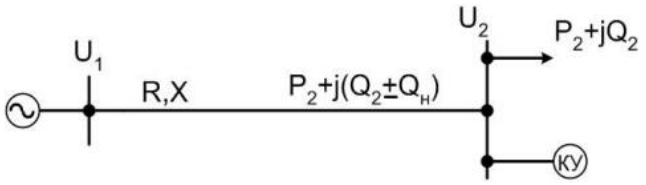


Рисунок 4.1 – Схема электрической сети

В отличие от активной мощности, реактивную мощность в узлах сети можно изменять путем установки в них устройств поперечной компенсации, т. е. компенсирующих устройств (КУ), подключенных параллельно нагрузке. В качестве таких компенсирующих реактивную мощность устройств могут служить батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, шунтирующие и управляемые реакторы, статические тиристорные компенсаторы. К таким устройствам могут быть также отнесены генераторы местных электростанций, подключенных к системе передачи и распределения электроэнергии, синхронные электродвигатели, фильтры высших гармоник. Часть из указанных компенсирующих устройств может только выдавать в сеть реактивную мощность, некоторые – только потреблять из сети реактивную мощность (шунтирующие и управляемые реакторы). Наиболее

ценными для регулирования напряжения являются устройства, обладающие способностями в зависимости от режима сети как генерировать, так и поглощать реактивную мощность (синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы).

Компенсирующие устройства могут быть нерегулируемыми и регулируемыми. При включении нерегулируемого компенсирующего устройства в сети создается постоянная добавка потери напряжения (отрицательная или положительная). Если же компенсирующее устройство позволяет изменить свою мощность в зависимости от режима сети, то добавка потери напряжения, как это следует из формулы (1), оказывается переменной, в результате чего появляется возможность регулировать напряжение.

Синхронный компенсатор (СК) – это синхронный двигатель, работающий без нагрузки на валу. В отличие от генератора он не имеет первичного двигателя. СК не может вырабатывать активную мощность, а для покрытия своих механических и электрических потерь он потребляет энергию из сети. При перевозбуждении СК генерирует реактивную мощность в сеть, а при недовозбуждеиии становится потребителем реактивной мощности. Регулирование напряжения с помощью СК осуществляется плавно. Синхронные компенсаторы обычно устанавливают на мощных понижающих подстанциях и включают на шины 6 – 10 кВ или подключают к обмотке НН автотрансформатора либо к компенсационной обмотке трансформатора с РПН.

Синхронный двигатель (СД) широко используется в качестве электропривода для рабочих механизмов. Потребляя активную мощность, он одновременно может генерировать реактивную мощность (при перевозбуждении) либо потреблять ее (при недовозбуждении). СД позволяет реализовать плавное, автоматическое регулирование напряжения в местной сети. Стоимость СД высокая, но ниже, чем стоимость асинхронного двигателя такой же мощности совместно с компенсирующим устройством,

позволяющим получить эквивалентный эффект регулирования напряжения.

Батареи конденсаторов применяют в тех случаях, когда не требуется ее работа в режиме потребления реактивной мощности. Управляемые батареи конденсаторов (УБК) представляют собой группу последовательно и параллельно соединенных конденсаторов для получения требуемой мощности и для подключения на заданное напряжение. Батареи конденсаторов устанавливаются на крупных подстанциях и подключаются как на шины 6–35 кВ, так и на шины высокого напряжения 110 кВ. Наличие переключающего устройства батарей конденсаторов дает возможность ступенчатого регулирования напряжения на шинах потребителей, так как позволяет отключать часть параллельно включенных конденсаторов или всю батарею при снижении нагрузки и включать полностью все конденсаторы при ее максимуме.

Статические источники реактивной мощности (ИРМ, СКУ, СТК и др.) в последние годы получают все большее применение в силу таких их качеств, как отсутствие вращающихся частей, высокое быстродействие, плавность регулирования напряжения и генерируемой реактивной мощности, незначительное влияние на токи КЗ и т. п. Однако их стоимость пока значительно выше, чем стоимость других компенсирующих устройств такой же мощности. Статические компенсирующие установки по принципу работы делят на две группы. К первой группе относят установки, в которых реактивная мощность генерируется статическими конденсаторами и регулируется с помощью быстродействующих тиристорных средств, а ко второй – установки, в которых для генерирования реактивной мощности используется свойство индуктивности аккумулировать энергию в магнитном поле. Современные статические тиристорные компенсаторы, например, серии СТК. выпускаются на мощность до 450 Мвар с номинальным напряжением до 110 кВ. Эти компенсаторы нашли применение в мощных протяженных линиях электропередач, в сетях электроснабжения крупных сталеплавильных печей и для других целей.

Примеры решения задач

Задача 1

Выбрать тип устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ) и определить его мощность, необходимую для обеспечения заданного уровня напряжения у потребителя 6,3 кВ. Определить напряжение в узле 2 с учетом УКРМ. Схема сети и ее параметры приведены на рисунке 4.2, мощность нагрузки задана в максимальном режиме. Расчет выполнить без учета потерь мощности.

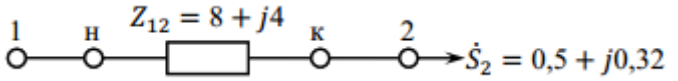


Рисунок 4.2 – Схема сети

Решение задачи. Для выбора мощности компенсирующего устройства следует убедиться в его необходимости путем определения напряжения на шинах потребителя и сопоставления его с ГОСТ. В сети 6 кВ допустимые отклонения напряжений на шинах потребителя в нормальных режимах составляют от 6,3 до 5,7 кВ ($U_{ном}$ ±5 % от $U_{ном}$). Падение напряжения в сети 6 кВ обусловлено, в основном, продольной составляющей падения напряжения, тогда

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_1} = \frac{0{,}5 \cdot 8 + 0{,}32 \cdot 4}{6} = 0{,}88 \text{ кВ}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6 - 0{,}88 = 5{,}12 \text{ кВ}$$

Таким образом, напряжение в узле 2 не соответствует условию качества электроэнергии у потребителя, следовательно, необходима установка компенсирующего устройства, генерирующего реактивную мощность с целью повышения напряжения в узле 2. Таким устройством может быть батарея статических конденсаторов (БСК). Реактивная мощность, генерируемая батареей статических конденсаторов, определяется по выражению $Q_{ку} = \Delta U \cdot U_{2зад} / X$, где ΔU – разность между заданным

напряжением в узле 2 и расчетным, исходя из условия качества электроэнергии, напряжением:

$$Q_{ку} = \frac{(U_{2зад} - U_2) \cdot U_{2зад}}{X} = \frac{(6{,}3 - 5{,}12) \cdot 6{,}3}{4} = 1{,}86\,\text{МВАр}$$

Требуемая мощность компенсирующего устройства по условию качества электроэнергии у потребителя равна 1,86 МВАр. Учитывая, что шкала номинальных мощностей компенсирующих устройств дискретна, следует выбрать ближайшую большую стандартную мощность.

Напряжение в узле 2 с учетом компенсации реактивной мощности:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + (Q_{12} - Q_{КУ}) \cdot X_{12}}{U_1} = \frac{0{,}5 \cdot 8 + (0{,}32 - 1{,}86) \cdot 4}{6} = -0{,}24\ \text{кВ}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6 - (-0{,}24) = 6{,}24\ \text{кВ}$$

Задача 2

Районная понизительная подстанция связана с источником питания одноцепной линией напряжением 110 кВ ($Z_л = 21 + j34$ Ом). Наибольшая нагрузка подстанции составляет S=22+j20 МВА. По условиям работы потребителей потери напряжения в линии при этой нагрузке должны быть не более 6%. Для снижения потерь напряжения в каждую фазу линии предполагается последовательно включить однофазные конденсаторы мощностью 40 кВАр, напряжением 0,66 кВ (рисунок 4.3). Определить необходимое количество конденсаторов и установленную мощность конденсаторов. Потери мощности в линии не учитывать.

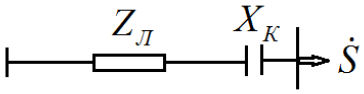


Рисунок 4.3 – Схема электропередачи

Решение задачи. Потери напряжения в линии без конденсаторов

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \frac{22 \cdot 21 + 20 \cdot 34}{110} = 10{,}4\ \text{кВ}$$

По условиям задачи допустимая потеря напряжения:

$$\Delta U_{доп} = 6\% \cdot 110 = \frac{6}{100} \cdot 110 = 6{,}6 \text{ кВ}$$

Определим сопротивление конденсаторов, снижающих потери напряжения в линии до 6,6 кВ

$$\Delta U_{доп} = \frac{P \cdot R + Q \cdot (X - X_к)}{U} = \frac{22 \cdot 21 + 20 \cdot (34 - X_к)}{110},$$

откуда $X_к$=24,1 Ом.

Ток в линии при заданной нагрузке равен:

$$I_л = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{22^2 + 20^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 156 \text{ А}.$$

Номинальный ток одного конденсатора

$$I_{кном} = \frac{Q_к}{U_к} = \frac{40000}{660} = 60{,}6 \text{ А}.$$

Так как максимальный ток в линии 156 А, а номинальный ток одного конденсатора 60,6 А, поэтому число включенных параллельно в одну фазу конденсаторов должно быть не менее

$$n_{пар} = \frac{I_л}{I_{кном}} = \frac{156}{60{,}6} = 2{,}57.$$

Принимаем число параллельно включенных конденсаторов равным 3.

Сопротивление конденсаторов:

$$X_{кном} = \frac{U_к}{I_{кном}} = \frac{660}{60{,}6} = 10{,}9 \text{ Ом}.$$

Определяем число конденсаторов, включенных последовательно, учитывая число параллельных ветвей

$$n = \frac{X_к \cdot n_{пар}}{X_{кном}} = \frac{24{,}1 \cdot 3}{10{,}9} = 6{,}63.$$

Выбираем n=6.

Общее число конденсаторов в трех фазах линии $N = 3 \cdot n_{пар} \cdot n = 3 \cdot 3 \cdot 6 = 54$ (18 конденсаторов на каждую фазу, то есть 6 групп последовательно включенных конденсаторов, и в каждой группе 3

конденсатора включенных параллельно).

Установленная мощность батареи конденсаторов:

$$Q_{бкном} = N \cdot Q_к = 54 \cdot 40 \cdot 1000 = 2160 \text{ кВАр.}$$

С учетом принятого числа конденсаторов действительное сопротивление батареи:

$$X_{бк} = \frac{X_{кном} \cdot n}{3} = \frac{10{,}9 \cdot 6}{3} = 21{,}8 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения с учетом батареи конденсаторов

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot (X - X_{бк})}{U} = \frac{22 \cdot 21 + 20 \cdot (34 - 21{,}8)}{110} = 6{,}4 \text{ кВ,}$$

что меньше допустимого.

Установленная мощность конденсаторов $Q_{бкном}$=2160 кВАр, необходимое количество конденсаторов 54.

Задача 3

Подстанция получает питание по воздушной ЛЭП 10 кВ, выполненной проводом АС–50/8 (r_0 = 0,603 Ом/км; x_0 = 0,388 Ом/км) протяженностью 5 км. Передаваемая по ЛЭП мощность составляет 1200 + j1050 кВ·А.

Требуется: определить мощность конденсаторной батареи, которую необходимо установить на стороне 10 кВ подстанции, чтобы потери напряжения снизились до значения 5 % от $U_{ном}$.

Решение задачи. Потери напряжения в линии без установки БК:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_1} = \frac{1200 \cdot 0{,}603 \cdot 5 + 1050 \cdot 0{,}388 \cdot 5}{10} = 565{,}5 \text{ В.}$$

В процентах от номинального значения напряжения они составляют:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{565{,}5}{10000} \cdot 100\% = 5{,}65\% > 5\%.$$

Желаемые потери напряжения составляют:

$$\Delta U_{жел} = 0{,}05 \cdot U_{ном} = 0{,}05 \cdot 10000 = 500 \text{ В.}$$

Мощность конденсаторной батареи для обеспечения желаемой потери напряжения составит:

$$Q_{БК} = \frac{(\Delta U - \Delta U_{жел}) \cdot U_{ном}}{X} = \frac{(565{,}5 - 500) \cdot 10}{0{,}388 \cdot 5} = 337{,}6 \text{ кВАр.}$$

Выбираем конденсаторные батареи типа УКЛ56-10,5-450 с $Q_{БК} = 450$ кВАр.

Потери напряжения в линии после установки БК:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + (Q - Q_{БК}) \cdot X}{U_1} = \frac{1200 \cdot 0{,}603 \cdot 5 + (1050 - 450) \cdot 0{,}388 \cdot 5}{10} = 478{,}2 \text{ В},$$

В процентах от номинального значения напряжения они составляют:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{478{,}2}{10000} \cdot 100\% = 4{,}782\% < 5\%$$

После установки БК типа УКЛ56-10,5-450 мощностью 450 кВАр потери напряжения составят менее 5% от номинального напряжения.

Таблица 4.1 – Технические характеристики конденсаторных установок УКЛ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, кВАр
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-450	6,3 (10,5)	450
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-900		900
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-1350		1350
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-1800		1800
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-2250		2250
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-2700		2700
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-3150		3150

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Определить мощность компенсирующего устройства, необходимого для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя в сети с номинальным напряжением 10,5 кВ. Схема сети и ее параметры приведены на рисунке 4.2, мощность нагрузки задана в максимальном режиме. Расчет выполнить без учета потерь мощности.

Задача 2. Районная понизительная подстанция связана с источником питания одноцепной линией напряжением 110 кВ, сопротивлением $Z_л$. Наибольшая нагрузка подстанции равна *S*. По условиям работы потребителей

потери напряжения в линии при этой нагрузке должны быть не более 6%. Для снижения потерь напряжения в каждую фазу линии предполагается последовательно включить однофазные конденсаторы мощностью $Q_к$, напряжением 0,66 кВ (рисунок 4.3). Определить необходимое количество конденсаторов и установленную мощность конденсаторов. Потери мощности в линии не учитывать.

Задача 3. Подстанция получает питание по воздушной ЛЭП 10 кВ, выполненной проводом АС–50/8 (r_0 = 0,603 Ом/км; x_0 = 0,388 Ом/км) протяженностью L км. Передаваемая по ЛЭП мощность равна *S*. Определить мощность конденсаторной батареи, которую необходимо установить на стороне 10 кВ подстанции, чтобы потери напряжения снизились до значения 5 % от $U_{ном}$.

Исходные данные для решения задач практического занятия №4 представлены в таблице 4.2.

Вопросы для практического занятия №4

1. Как влияет величина реактивной мощности на напряжение в энергосистеме?
2. Какова сущность регулирования напряжения за счет воздействия на потоки реактивной мощности?
3. Перечислите устройства компенсации реактивной мощности.
4. В чем принципиальное различие нерегулируемых и регулируемых компенсирующих устройств?
5. Как регулируют напряжение синхронными компенсаторами?
6. Как регулируют напряжение статическими конденсаторами?

Таблица 4.2 – Исходные данные для решения задач практического занятия №4

Вариант	Задача №1				Задача №2					Задача №3		
	R_{12}, Ом	X_{12}, Ом	P_{12}, МВт	Q_{12}, МВАр	R, Ом	X, Ом	P, МВт	Q, МВАр	$Q_к$, кВАр	L, км	P, кВт	Q, кВАр
1	12	3	0,9	0,49	21	38	23	21	40	6,4	1201	1051
2	9	4	0,9	0,44	18	38	24	22	40	6,8	1320	1170
3	8	6	0,9	0,39	25	31	20	18	50	4,5	1280	1130
4	6	3	0,9	0,49	18	31	19	17	60	5,4	1204	1054
5	11	5	0,3	0,16	22	39	18	16	60	8,6	1386	1236
6	6	4	0,7	0,28	23	35	23	21	50	6,3	1187	1037
7	9	3	0,9	0,44	24	37	25	23	60	4,9	1296	1146
8	6	6	0,7	0,36	23	31	24	22	30	5,4	1214	1064
9	10	6	0,3	0,13	21	37	23	21	40	6,4	1165	1015
10	12	5	0,7	0,36	21	35	19	17	30	9	1104	954
11	8	4	0,6	0,31	23	38	18	16	50	6,6	1202	1052
12	11	6	0,8	0,34	19	34	18	16	30	7,2	1253	1103
13	12	3	0,9	0,37	22	39	23	21	40	8,4	1396	1246
14	6	6	0,8	0,38	21	31	22	20	60	5,1	1108	958
15	12	4	0,8	0,34	18	37	22	20	50	8,9	1232	1082
16	8	3	0,9	0,41	20	39	26	24	50	5,3	1382	1232
17	11	4	0,3	0,16	25	39	20	18	30	4,9	1347	1197
18	6	6	0,4	0,21	21	31	19	17	40	8,5	1144	994
19	8	5	0,7	0,31	19	39	25	23	60	8,7	1304	1154
20	7	4	0,7	0,33	18	34	24	22	50	8,6	1172	1022
21	8	4	0,5	0,22	21	30	25	23	50	8,6	1225	1075
22	7	5	0,4	0,16	18	39	26	24	30	7,9	1205	1055
23	11	3	0,7	0,36	19	34	26	24	30	4,7	1107	957
24	10	3	0,6	0,25	22	39	25	23	60	4,7	1201	1051
25	7	5	0,8	0,42	18	38	21	19	30	5,3	1300	1150
26	6	5	0,4	0,2	19	33	26	24	50	5,3	1290	1140
27	7	6	0,4	0,17	24	30	19	17	30	8,7	1293	1143
28	10	3	0,5	0,26	18	31	25	23	30	6,5	1176	1026
29	9	4	0,4	0,2	22	31	24	22	30	5,4	1218	1068
30	12	3	0,4	0,21	20	39	24	22	60	6,8	1202	1052

Практическое занятие №5

Определение нагрузок, баланс активной мощности, расстановка компенсирующих устройств

Теоретические положения

Расчет нагрузок

Исходными данными при проектировании являются наибольшие зимние активные нагрузки пунктов потребления $P_{нбi}$ и их коэффициенты мощности $cos\varphi$.

По заданным значениям $P_{нбi}$ и $cos\varphi$ определяются $tg\varphi_i$, наибольшие зимние реактивные нагрузки $Q_{нбi}$ и полные нагрузки $S_{нбi}$ пунктов потребления:

$$tg\varphi_i = tg(\arccos(\cos\varphi_i)) \text{ или } tg\varphi_i = \frac{\sqrt{1-(\cos\varphi_i)^2}}{\cos\varphi_i}, \qquad (5.1)$$

$$Q_{нбi} = P_{нбi} \cdot tg\varphi_i, \qquad (5.2)$$

$$S_{нбi} = \frac{P_{нбi}}{\cos\varphi_i} \text{ или } S_{нбi} = \sqrt{P_{нбi}^2 + Q_{нбi}^2}. \qquad (5.3)$$

Баланс активной мощности

Характерной особенностью установившегося режима работы электроэнергетической системы является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. В любой момент установившегося режима электроэнергетической системы суммарная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, равна суммарной потребляемой мощности в этот же момент времени. Такое соотношение вырабатываемой и потребляемой мощностей называется балансом мощности.

Дефицит активной мощности приводит к снижению частоты во всей ЭС, при дефиците реактивной мощности происходит общее снижение уровня напряжения в ЭС и в наибольшей степени в узле изменения баланса по реактивной мощности.

Балансовые расчёты, то есть выявление дефицита (или избытка) мощности, позволяют установить возможные направления передачи электроэнергии, оказывающие влияние на формирование схемы проектируемой ЭС и выбор параметров её элементов.

В рассматриваемом курсовом проекте баланс мощностей составляют только для режима наибольших нагрузок.

Источником питания проектируемой районной сети являются шины узловой подстанции 220/110/35 кВ, входящей в состав электроэнергетической системы. При проектировании районных электрических сетей предполагается, что установленная мощность источника питания достаточна для покрытия потребности в активной мощности, то есть баланс по активной мощности выполняется с учетом покрытия потерь активной мощности в элементах сети.

Общее потребление активной мощности проектируемого района электрической сети определяется выражением:

$$P_{района} = k_{0(P)} \sum_{i=1}^{n} P_{нбi} + \Delta P_c \cdot \sum_{i=1}^{n} P_{нбi} \ , \qquad (5.4)$$

где $k_{0(P)}$ – коэффициент одновременности наибольших активных нагрузок подстанций (0,95÷0,96); $P_{нбi}$ – наибольшая зимняя активная нагрузка i-го пункта проектируемой электрической сети; ΔP_c – суммарные потери активной мощности в элементах сети в долях от суммарной нагрузки подстанций; n – число пунктов потребления электроэнергии проектируемой электрической сети.

Прогнозируемые потери активной мощности в линиях и трансформаторах сети 110-220 кВ принимаются в пределах 4…6 %.

Расстановка компенсирующих устройств

Основным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций, вырабатывающие около 60 % требуемой реактивной мощности. Располагаемая реактивная мощность электростанций ЭС недостаточна для покрытия общей потребности ЭС в реактивной

мощности [1]. В связи с этим возникает необходимость установки дополнительных источников реактивной мощности (компенсирующих устройств).

Компенсация реактивных нагрузок является одним из эффективных способов снижения потерь активной мощности и электроэнергии в элементах электрических сетей и улучшения качества электроэнергии по отклонению напряжения за счет уменьшения потерь напряжения в элементах электрических сетей. Эффект достигается за счет разгрузки элементов электрических сетей от источника питания до места установки компенсирующих устройств по реактивной мощности.

Оптимальное распределение компенсирующих устройств по сети является сложной технико-экономической задачей и в проекте не рассматривается.

В соответствии с [2] предельное значение коэффициента реактивной мощности на шинах 6-20 кВ понижающих подстанций составляет $tg\varphi_{пред} = 0{,}4$.

Таким образом, если на подстанциях проектируемой сети, на шинах 6 (10) кВ которых не выполняется условие

$$tg\varphi_i \le tg\varphi_{пред}, \tag{5.5}$$

необходимо установить компенсирующие устройства мощностью

$$Q_{куi} = P_{нбi} \cdot \left(tg\varphi_i - tg\varphi_{пред}\right). \tag{5.6}$$

Основным типом компенсирующих устройств, устанавливаемых на шинах 6-10 кВ понижающих подстанций, являются конденсаторные батареи.

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность конденсаторных батарей, по выражению (5.6), может оказаться отрицательной. Это свидетельствует о том, что установка конденсаторных батарей на данной подстанции не требуется.

Число конденсаторных батарей на шинах 6-10 кВ понижающей подстанций должно быть четным и определяется выражением:

$$n_{бi} = \frac{Q_{куi}}{Q_{номкуi}}, \qquad (5.7)$$

где $Q_{номкуi}$ – мощность, выдаваемая батареей при напряжении $U_{ном}$, принимается по справочным данным.

В заключение раздела определяются расчётные нагрузки подстанций с учетом мощности установленных конденсаторных батарей. Мощность конденсаторных батарей снижает общую (расчётную) мощность подстанции:

$$S_{рi} = P_{нбi} + j\left(Q_{нбi} - Q_{куi}\right). \qquad (5.8)$$

Примеры решения задач

Задача 1

На рисунке 5.1 показана схема географического расположения источника питания района и пунктов потребления электроэнергии. Нагрузки подстанций равны: P_2 =36 МВт, P_3 =39 МВт, P_4 =22 МВт, P_5 =17 МВт, P_6 =41 МВт. Определить мощности нагрузок, рассчитать баланс активной мощности в сети и расставить компенсирующие устройства на шинах 10 кВ понижающих подстанций.

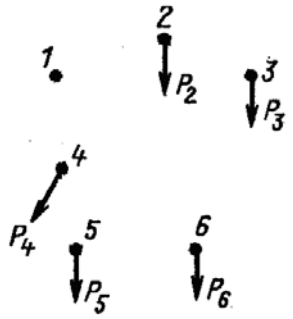


Рисунок 5.1 – Схема географического расположения

Решение задачи. Первым этапом решения задачи является расчет нагрузок.

Определяем коэффициент реактивной мощности по формуле (5.1)

cos(φ)=0,8: tg(φ)=tg(arccos(0,86))=0,75.

Реактивная и полная нагрузка узла 2:

$Q_{нб1}$=36·0,75=27 Мвар;

$S_{нб1}$=36/0,8=48,75 МВ·А.

Расчеты для остальных узлов сводим в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Определение заданных нагрузок

№ п/с	$P_{нбi}$, МВт	cos φ_i	tg φ_i	$Q_{нбi}$, Мвар	$S_{нбi}$, МВ·А
2	36	0,8	0,75	27,00	45,00
3	39	0,8	0,75	29,25	48,75
4	22	0,8	0,75	16,50	27,50
5	17	0,8	0,75	12,75	21,25
6	41	0,8	0,75	30,75	51,25
Итого	155			116,25	193,75

Произведем расчет баланса активной мощности.

Определим суммарную нагрузку сети:

$$\sum_{i=1}^{n} P_{нбi} = 36+39+22+17+41=155 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери активной мощности в элементах сети:

$$\Delta P_c \cdot \sum_{i=1}^{n} P_{нбi} = 0{,}05 \cdot 155=7{,}75 \text{ МВт.}$$

Общее потребление активной мощности проектируемого района электрической сети:

$$P_{района} = 0{,}95 \cdot 155+7{,}75=155 \text{ МВт.}$$

Так как ограничений по мощности источника питания не имеется, то баланс активной мощности в проектируемом районе электрической сети соблюдается.

Расстановка компенсирующих устройств

Определяем мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на каждой из подстанций проектируемого района, в соответствии с предельным значением коэффициента реактивной мощности 0,4:

$Q_{ку2} = 36 \cdot (0{,}75\text{-}0{,}4) = 12{,}60$ МВАр;

$Q_{ку3} = 39 \cdot (0{,}75\text{-}0{,}4) = 13{,}65$ МВАр;

$Q_{ку4} = 22 \cdot (0{,}75\text{-}0{,}4) = 7{,}7$ МВАр;

$Q_{ку5} = 17 \cdot (0{,}75\text{-}0{,}4) = 5{,}95$ МВАр;

$Q_{ку6} = 41 \cdot (0{,}75\text{-}0{,}4) = 14{,}35$ МВАр.

В соответствии со справочными данными, представленными в таблице 5.2 произведем выбор мощности компенсирующих устройств.

Таблица 5.2 – Технические характеристики конденсаторных установок УКЛ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, кВАр
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-450	6,3 (10,5)	450
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-900		900
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-1350		1350
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-1800		1800
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-2250		2250
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-2700		2700
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-3150		3150

Определим число конденсаторных батарей на каждой из подстанции:

$n_{б2} = 12{,}60/3{,}15 = 4{,}0$;

$n_{б3} = 13{,}65/2{,}25 = 6{,}07$;

$n_{б4} = 7{,}7/1{,}35 = 5{,}7$;

$n_{б5} = 5{,}95/3{,}15 = 1{,}9$;

$n_{б6} = 14{,}35/1{,}8 = 7{,}97$.

На п/ст 2 устанавливаем **4** БК типа УК-10,5-3150
На п/ст 3 устанавливаем **6** БК типа УК-10,5-2250
На п/ст 4 устанавливаем **6** БК типа УК-10,5-1350
На п/ст 5 устанавливаем **2** БК типа УК-10,5-3150
На п/ст 6 устанавливаем **8** БК типа УК-10,5-1800

Результаты расстановки конденсаторных батарей и определения расчётных нагрузок подстанций сведем в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Расчетные нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности

№ п/ст	$Q_{ку}^{расч}$, Мвар	$Q_{ку}^{уст}$, Мвар	$P_{нб}$, МВт	$Q_{нб}$, Мвар	Q_P, Мвар	S_P, МВ·А
2	12,60	12,6	36	27,00	14,40	38,77
3	13,65	13,5	39	29,25	15,75	42,06
4	7,70	8,1	22	16,50	8,40	23,55
5	5,95	6,3	17	12,75	6,45	18,18
6	14,35	14,4	41	30,75	16,35	44,14
Итого	54,25	54,90	155,00	116,25	61,35	166,71

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. На рисунке 5.1 показана схема географического расположения источника питания района и пунктов потребления электроэнергии. Нагрузки подстанций равны: P_2, P_3, P_4, P_5, P_6. Определить мощности нагрузок, рассчитать баланс активной мощности в сети и расставить компенсирующие устройства на шинах 10 кВ понижающих подстанций.

Исходные данные для решения задач практического занятия №5 представлены в таблице 5.4.

Вопросы к практическому занятию №5

1. Какова связь между балансом активной мощности и регулированием частоты?
2. Каково назначение батарей конденсаторов и синхронных компенсаторов в электрических сетях?
3. Каковы критерии расстановки КУ?
4. Каково предельное значение коэффициента реактивной мощности на шинах 6-20 кВ понижающих подстанций?

Таблица 5.4 – Исходные данные для решения задач практического занятия №5

Вариант	P_2, МВт	P_3, МВт	P_4, МВт	P_5, МВт	P_6, МВт	$\cos\varphi$	l_{12}, км	l_{23}, км	l_{13}, км	l_{14}, км	l_{45}, км	l_{56}, км
1	16	26	27	25	15	0,87	32	36	27	23	17	23
2	20	20	16	19	20	0,78	40	47	43	22	37	13
3	22	27	15	15	15	0,84	25	19	46	12	41	44
4	15	18	29	20	28	0,85	25	23	34	23	39	12
5	29	27	20	24	28	0,82	43	16	41	10	25	29
6	22	19	26	28	15	0,83	37	36	35	17	10	42
7	25	18	22	28	30	0,84	50	14	20	26	41	18
8	24	16	29	18	19	0,79	11	22	13	33	31	24
9	24	20	20	30	29	0,82	20	15	17	26	12	36
10	18	24	18	24	24	0,8	24	19	18	41	10	18
11	23	28	24	22	15	0,85	49	25	23	14	19	50
12	17	29	20	16	17	0,85	24	49	29	18	29	33
13	30	28	26	26	22	0,78	25	22	42	37	11	15
14	18	20	22	16	17	0,85	32	30	45	42	48	47
15	15	27	21	27	16	0,84	18	45	26	45	40	37
16	25	23	28	18	27	0,82	26	16	22	10	18	41
17	23	21	24	16	15	0,83	42	25	25	21	35	28
18	26	29	29	20	21	0,84	38	32	32	39	45	42
19	16	23	23	25	26	0,83	16	13	47	33	50	28
20	15	25	28	22	22	0,85	37	49	44	48	30	48
21	26	25	26	29	20	0,87	26	48	41	20	25	46
22	22	20	17	28	28	0,78	45	17	42	10	17	32
23	23	29	18	22	27	0,79	31	28	44	37	25	31
24	16	28	28	26	23	0,86	33	36	34	48	40	44
25	18	17	19	15	15	0,85	24	44	49	16	46	32
26	21	16	27	20	22	0,86	18	23	33	23	47	46
27	28	25	21	25	19	0,78	42	10	44	10	33	24
28	22	21	23	22	25	0,87	21	34	43	40	48	45
29	18	29	18	23	20	0,85	17	22	39	27	29	50
30	16	28	29	30	30	0,85	15	28	31	12	47	32

Практическое занятие № 6, 7

Расчет потокораспределения активной мощности. Выбор номинального напряжения линий

Теоретические положения

Предварительный расчет потокораспределения производится для режима наибольших нагрузок. Порядок расчета потокораспределения зависит от типа линий, образующих сеть.

Расчет потокораспределения радиально-магистральных линий делают на основании первого закона Кирхгофа, двигаясь от наиболее удаленных потребителей к источнику. Так как расчет приближенный, то потерями мощности пренебрегают.

Кольцевую линию вначале условно «разрезают» по источнику и разворачивают, превращая кольцевую линию в линию с двухсторонним питанием. Далее определяют поток мощности на одном из головных участков (условно считая, что вся линия однородна), по формуле:

$$\underline{S}_{гол} = \frac{\sum(\underline{S}_i \cdot l_i)}{L_\Sigma}, \qquad (6.1)$$

где $\underline{S}_{гол} = P_{гол} + jQ_{гол}$ – поток мощности на головном участке; $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$ – i-тая нагрузка; L_Σ – общая длина кольцевой линии; l_i – расстояние от места подключения i-той нагрузки до источника, противоположного рассматриваемому головному участку.

Определив поток мощности на головном участке, далее по первому закону Кирхгофа определяют потоки на остальных участках, двигаясь к противоположному источнику. Потерями также пренебрегают. В конце расчета рекомендуется сделать проверку. Для этого нужно по формуле (6.1) определить поток мощности на противоположном головном участке и сравнить его с потоком мощности, полученным по первому закону Кирхгофа.

Если от кольцевой линии, где делается расчет потокораспределения, отходит радиальная или магистральная линия, то все нагрузки этой линии

считаются находящимися в точке подключения линии.

Если кольцевая линия получает питание по радиальной, то «разрез» делают в точке подключения кольцевой линии к радиальной.

В случае сложно-замкнутой сети ее предварительно преобразуют в простую замкнутую сеть или проводят расчет потокораспределения методом узловых потенциалов, используя вычислительную технику.

Номинальное напряжение можно предварительно определить по известным передаваемой мощности P, МВт, и длине линии l, км, по формуле Стилла:

$$U_{ном} = 4{,}34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}\,. \qquad (6.2)$$

Эта формула приемлема для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей, не превышающих 60 МВт. В случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используется формула А. М. Залесского:

$$U_{ном} = \sqrt{P \cdot (100 + 15\sqrt{l})}\,. \qquad (6.3)$$

Г. А. Илларионов предложил для предварительного определения $U_{ном}$ следующее выражение:

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\dfrac{500}{l} + \dfrac{2500}{P}}}\,. \qquad (6.4)$$

В отличие от эмпирических выражений (6.2), (6.3) формула (6.4) дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ.

Примеры решения задач

Задача 1

Определить потокораспределение активной мощности и номинальное напряжение линий для схемы варианта 1 рисунок 6.1.

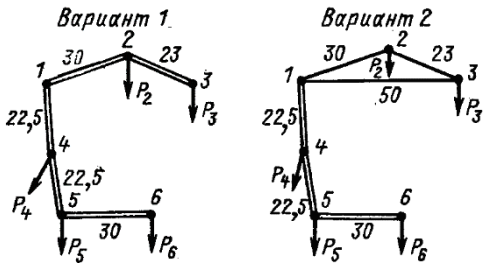


Рисунок 6.1– Варианты схемы сети

Решение задачи.

Найдем по первому закону Кирхгофа мощности в линиях:

$P_{14} = P_6 + P_5 + P_4$=41+17+22=80 МВт;

$P_{45} = P_6 + P_5$=41+17=58 МВт;

$P_{56} = P_6$=41 МВт;

$P_{12} = P_2 + P_3$=36+39=75 МВт;

$P_{23} = P_3$ = 39 МВт.

Номинальное напряжение можно предварительно определить по эмпирическому выражению (6.2). Напряжения, определенные по этому выражению, для линий сети равны:

$$U_{14} = 4{,}34\sqrt{22{,}5 + 16 \cdot 80/2} = 111{,}71 \text{ кВ};$$

$$U_{45} = 4{,}34\sqrt{22{,}5 + 16 \cdot 58/2} = 95{,}726 \text{ кВ};$$

$$U_{56} = 4{,}34\sqrt{30 + 16 \cdot 41/2} = 82{,}117 \text{ кВ};$$

$$U_{12} = 4{,}34\sqrt{30 + 16 \cdot 75/2} = 108{,}93 \text{ кВ};$$

$$U_{23} = 4{,}34\sqrt{23 + 16 \cdot 39/2} = 79{,}435 \text{ кВ}.$$

Номинальные напряжения, определенные по эмпирическому выражению (6.4):

$$U_{14} = \frac{1000}{\sqrt{500/22{,}5 + 2500/(80/2)}} = 108{,}64 \text{ кВ};$$

$$U_{45} = \frac{1000}{\sqrt{500/22{,}5 + 2500/(58/2)}} = 96{,}034 \text{ кВ}$$

$$U_{56} = \frac{1000}{\sqrt{500/30 + 2500/(41/2)}} = 84{,}94 \text{ кВ};$$

$$U_{12} = \frac{1000}{\sqrt{500/30 + 2500/(75/2)}} = 109{,}55 \text{ кВ};$$

$$U_{23} = \frac{1000}{\sqrt{500/23 + 2500/(39/2)}} = 81{,}66 \text{ кВ}.$$

Обе формулы дают близкие результаты.

Для схемы варианта 1 по результатам расчета выбираем номинальное напряжение 110 кВ на всех участках. Результаты выбора номинального напряжения представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор напряжений для схемы варианта 1

Участок	L, км	P, МВт	U', кВ	Uном, кВ
14	22,5	80	108,64	110
45	22,5	58	96,03	110
56	30	41	84,94	110
12	30	75	109,54	110
23	23	39	81,66	110

Задача 2

Определить потокораспределение активной мощности и номинальное напряжение линий для схемы варианта 2 рисунок 6.1.

Решение задачи.

Вариант 2 представляет собой смешанную схему, состоящую из кольца *1231* и магистрального участка *1456*.

Магистральный участок

Потокораспределения активной мощности и номинальные напряжения в линиях магистрального участка *1456* рассчитаны в задаче 1.

Кольцо 1231

В кольцевой сети условно «разрезаем» источник и разворачиваем кольцо, превращая кольцевую сеть в магистральную линию с двухсторонним питанием (рисунок 6.2).

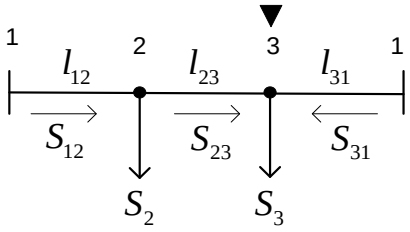


Рисунок 6.2 – Расчетная схема кольца *1231*

Для кольца *1231* находим сначала активные мощности на головных участках по активным мощностям и длинам линий по выражению (6.1):

$$\underline{S}_{гол} = \frac{\sum(\underline{S}_i \cdot l_i)}{L_\Sigma}$$

$$P_{12} = \frac{36 \cdot 73 + 39 \cdot 50}{103} = 44{,}45 \text{ МВт};$$

$$P_{13} = \frac{39 \cdot 53 + 36 \cdot 30}{103} = 30{,}55 \text{ МВт}.$$

Правильность найденных значений P_{12} и P_{13} подтверждается следующей проверкой:

$$P_{12} + P_{13} = P_2 + P_3;$$

$$P_{12} + P_{13} = 44{,}45 + 30{,}55 = 75 \text{ МВт};$$

$$P_2 + P_3 = 36 + 39 = 75 \text{ МВт}.$$

Активные мощности на головных участках определены правильно.

Мощность в линии 23 определим в соответствии с первым законом Кирхгофа:

$$P_{23} = P_{12} - P_2 = 44{,}45 - 36 = 8{,}45 \text{ МВт}.$$

Узел 3 является точкой потокораздела кольца *1231*3.

Номинальное напряжение по выражению (6.2) равны:

$$U_{12} = 4{,}34\sqrt{22{,}5 + 16 \cdot 44{,}45} = 118{,}16 \text{ кВ};$$

$$U_{13} = 4{,}34\sqrt{50 + 16 \cdot 30{,}55} = 100{,}74 \text{ кВ};$$

$$U_{23} = 4{,}34\sqrt{23 + 16 \cdot 8{,}45} = 54{,}59 \text{ кВ}.$$

Номинальные напряжения, определенные по эмпирическому

выражению (2.4):

$$U_{12} = \frac{1000}{\sqrt{500/30 + 2500/44{,}45}} = 117{,}11 \text{ кВ}$$

$$U_{13} = \frac{1000}{\sqrt{500/50 + 2500/30{,}55}} = 104{,}35 \text{ кВ};$$

$$U_{23} = \frac{1000}{\sqrt{500/23 + 2500/8{,}45}} = 56{,}11 \text{ кВ}.$$

Обе формулы дают близкие результаты.

Для схемы варианта 2 по результатам расчета выбираем номинальное напряжение 110 кВ на всех участках. Результаты выбора напряжения для второго варианта схемы представлен в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Выбор напряжений для схемы варианта 2

Участок	L, км	P, МВт	U', кВ	Uном, кВ
14	22,5	80	108,64	110
45	22,5	58	96,03	110
56	30	41	84,94	110
12	30	44,45	117,11	110
13	50	30,55	104,35	110
23	23	8,45	56,11	110

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Определить потокораспределение активной мощности и номинальное напряжение линий для схемы варианта 1 рисунок 6.1. Исходные данные, согласно варианту, представлены в таблице 6.3.

Задача 2. Определить потокораспределение активной мощности и номинальное напряжение линий для схемы варианта 2 рисунок 6.1. Исходные данные, согласно варианту, представлены в таблице 6.3.

Вопросы к практическому занятию №6

1. От каких факторов зависит экономически целесообразное номинальное напряжение проектируемой сети?
2. С помощью каких эмпирических формул можно определить номинальный уровень напряжения?
3. Каковы преимущества и недостатки применения более высокого номинального напряжения?
4. Каковы недостатки применения более высокого номинального напряжения?

Таблица 6.3 – Исходные данные для решения задач практического занятия №6

Вариант	P_2, МВт	P_3, МВт	P_4, МВт	P_5, МВт	P_6, МВт	$\cos\varphi$	l_{12}, км	l_{23}, км	l_{13}, км	l_{14}, км	l_{45}, км	l_{56}, км
1	16	26	27	25	15	0,87	32	36	27	23	17	23
2	20	20	16	19	20	0,78	40	47	43	22	37	13
3	22	27	15	15	15	0,84	25	19	46	12	41	44
4	15	18	29	20	28	0,85	25	23	34	23	39	12
5	29	27	20	24	28	0,82	43	16	41	10	25	29
6	22	19	26	28	15	0,83	37	36	35	17	10	42
7	25	18	22	28	30	0,84	50	14	20	26	41	18
8	24	16	29	18	19	0,79	11	22	13	33	31	24
9	24	20	20	30	29	0,82	20	15	17	26	12	36
10	18	24	18	24	24	0,8	24	19	18	41	10	18
11	23	28	24	22	15	0,85	49	25	23	14	19	50
12	17	29	20	16	17	0,85	24	49	29	18	29	33
13	30	28	26	26	22	0,78	25	22	42	37	11	15
14	18	20	22	16	17	0,85	32	30	45	42	48	47
15	15	27	21	27	16	0,84	18	45	26	45	40	37
16	25	23	28	18	27	0,82	26	16	22	10	18	41
17	23	21	24	16	15	0,83	42	25	25	21	35	28
18	26	29	29	20	21	0,84	38	32	32	39	45	42
19	16	23	23	25	26	0,83	16	13	47	33	50	28
20	15	25	28	22	22	0,85	37	49	44	48	30	48
21	26	25	26	29	20	0,87	26	48	41	20	25	46
22	22	20	17	28	28	0,78	45	17	42	10	17	32
23	23	29	18	22	27	0,79	31	28	44	37	25	31
24	16	28	28	26	23	0,86	33	36	34	48	40	44
25	18	17	19	15	15	0,85	24	44	49	16	46	32
26	21	16	27	20	22	0,86	18	23	33	23	47	46
27	28	25	21	25	19	0,78	42	10	44	10	33	24
28	22	21	23	22	25	0,87	21	34	43	40	48	45
29	18	29	18	23	20	0,85	17	22	39	27	29	50
30	16	28	29	30	30	0,85	15	28	31	12	47	32

Практическое занятие № 8, 9

Баланс реактивной мощности. Расчет потокораспределения реактивной мощности

Теоретические положения

Решить вопрос о необходимости установки компенсирующих устройств в проектируемой сети сверх установленных по условию (5.6) следует до выполнения расчетов параметров элементов сети, так как компенсация реактивной мощности влияет на передаваемые по элементам сети мощности и может влиять на их выбираемые параметры, а также влияет на потери мощности и напряжения в элементах сети.

Потребление реактивной мощности в проектируемой сети в период наибольших нагрузок складывается из расчетных реактивных нагрузок в пунктах потребления электроэнергии (с учетом установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности) и потерь реактивной мощности в элементах электрической сети (линиях и понижающих трансформаторах) с учетом зарядных мощностей линий. При определении одновременно потребляемой реактивной мощности следует также учитывать несовпадение по времени суток наибольших нагрузок отдельных потребителей. При четырех и более пунктах потребления среднестатистическое значение коэффициента одновременности реактивных нагрузок на шинах до 220 кВ источника питания составляет 0,98.

Таким образом, наибольшая суммарная реактивная мощность, потребляемая в проектируемом районе электрической сети, составляет:

$$Q_{района} = k_{0(P)} \sum_{i=1}^{n} Q_{pi} + \Delta Q_{T\sum} + \sum_{i=1}^{n} (\Delta Q_{лi} - Q_{ci}), \qquad (7.1)$$

где $k_{0(Q)}$ – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок подстанций ($k_{0(Q)}$=0,98); Q_{pi} – наибольшая расчетная реактивная нагрузка *i*-го пункта (с учетом установленных конденсаторных батарей по

условию (5.6)); n – число пунктов потребления электроэнергии проектируемой электрической сети; $\Delta Q_{T\sum}$ – суммарные потери в трансформаторах подстанций проектируемой сети; $\Delta Q_{лi}$ – потери реактивной мощности в i-й линии электропередачи проектируемой сети; $Q_{сi}$ – зарядная мощность i-й линии электропередачи проектируемой сети; m – число линий электропередачи в сети.

В электрических сетях номинальным напряжением до 220 кВ основным типом подстанций являются подстанции с двухобмоточными трансформаторами, для которых при двух параллельно включенных трансформаторах и коэффициенте аварийной перегрузки 1,4 потери реактивной мощности приближенно оцениваются в размере 8 % от полной нагрузки подстанции $S_{нб}$ [3].

Мощность нагрузки i-й подстанции на пути от источника питаний может проходить через несколько трансформаций. Если считать, что на каждой из них теряется 8 % от полной мощности этой нагрузки, то можно оценить суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах подстанций сети следующим образом:

$$\Delta Q_{T\sum} = 0{,}08\sum_{i=1}^{n} m_{Ti} \cdot S_{pi}\,, \qquad (7.2)$$

где m_{Ti} – число трансформаций нагрузки i-й подстанции (S_{pi}) на пути от источника питания до ее шин низшего напряжения.

Вторая составляющая потерь реактивной мощности – потери в линиях электропередачи – существенно зависит от передаваемой по линии мощности и длины линии; зарядная мощность линий – от длины линии. Обе эти величины зависят от напряжения электропередачи, причем потери мощности обратно пропорциональны, а зарядная мощность прямо пропорциональна квадрату напряжения линии электропередачи. Вследствие этого, соотношение потерь и генерации реактивной мощности в линиях существенно различается для линий разных номинальных напряжений. При этом сечение проводов линий практически не оказывает влияния на это

соотношение.

Зарядная мощность линии длиной L с числом цепей $n_ц$ определяется выражением:

$$Q_c = n_ц \cdot q_{c0} \cdot L, \tag{7.3}$$

где q_{c0} – удельная генерация реактивной мощности линий напряжением 220 кВ – 0,14 Мвар/км, напряжением 110 кВ – 0,036 Мвар/км.

Соотношение между потерями и генерацией реактивной мощности в линиях зависит от отношения передаваемой активной мощности по одной цепи линии к натуральной мощности линии $P_{нат}$.

Откуда при известном значении передаваемой по линии активной мощности $P_л$ и зарядной мощности линии потери реактивной мощности в линии находятся по выражению:

$$\Delta Q_л = \left(\frac{P_л}{P_{нат} \cdot n_ц} \right)^2 \cdot Q_c, \tag{7.4}$$

В качестве средних значений натуральной мощности для линий 110 кВ может быть принято 30 МВт, линий 220 кВ – 130 МВт.

Анализ значений разности между зарядной мощностью и потерями реактивной мощности в линиях 110 кВ показывает, что на этой стадии расчета в линиях 110 кВ допускается принимать равными величины потерь и генерации реактивной мощности при условии передачи по линиям активной мощности, существенно не превышающей значения натуральной мощности.

Полученное по (7.1) значение суммарной потребляемой реактивной мощности в проектируемом районе электрической сети $Q_{района}$ сопоставляется со значением реактивной мощности, которую экономически целесообразно передать с шин источника питания в проектируемую электрическую сеть $Q_{ист}$ определяемым по суммарному потреблению активной мощности в проектируемой электрической сети и коэффициенту реактивной мощности источника питания, указанному в задании на проект:

$$Q_{ист} = P_{района} \cdot tg\varphi_{ист}. \tag{7.5}$$

Если $Q_{района} \leq Q_{ист}$, то необходимость в установке компенсирующих устройств в узлах проектируемой сети (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности) отсутствует, так как системные источники реактивной мощности полностью покрывают всю потребность в ней.

Если $Q_{района} > Q_{ист}$, то в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности), суммарная мощность которых определяется из условия выполнения баланса реактивной мощности:

$$Q_{ку\sum} = Q_{района} - Q_{ист}. \qquad (7.6)$$

Конденсаторные батареи суммарной мощностью $Q_{ку\sum}$ необходимо распределить между подстанциями проектируемой сети. С учетом дискретности суммарная мощность устанавливаемых батарей конденсаторов должна быть не менее чем $Q_{ку\sum}$.

Расстановка компенсирующих устройств производиться по условию равенства коэффициентов реактивной мощности нагрузок на шинах 10 кВ, удовлетворяющему условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети:

$$tg\varphi_б = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_{pi} - Q_{ку\sum}}{\sum_{i=1}^{n} P_{нбi}}. \qquad (7.7)$$

где Q_{pi} – действительные реактивные нагрузки подстанций с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию (5.5).

Тогда мощность устанавливаемых конденсаторных батарей (сверх установленных по условию (5.6)) на *i*-й подстанции

$$Q_{куi} = P_{нбi} \cdot \left(tg\varphi_i - tg\varphi_б\right). \qquad (7.8)$$

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность конденсаторных батарей может оказаться отрицательной. Это

свидетельствует о том, что коэффициент реактивной мощности достаточно низок и установка конденсаторных батарей на шинах 10 кВ данной подстанции по условию равенства коэффициентов реактивной мощности нагрузок на шинах 10 кВ не требуется. Данная подстанция должна быть исключена из числа n в выражении (7.8), и соответственно пересчитаны значения $tg\varphi_б$ и $Q_{куi}$.

Определенные в результате расчета мощности $Q_{куi}$, округляются до стандартных значений так, чтобы сумма $Q_{куi}$ соответствовала $Q_{ку\Sigma}$.

В заключение определяются действительные реактивные нагрузки подстанций $Q'_{рi}$ с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (5.5) и условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети (7.6) и полные нагрузки подстанций $S'_{рi}$. Затем необходимо определить приведенные к шинам высшего напряжения нагрузки подстанций $S_{приві}$, пренебрегая потерями активной мощности в трансформаторах и принимая потери реактивной мощности в трансформаторах равными 8 % от полной нагрузки подстанции, в соответствии с выражением

$$S_{приві} = P_{нбі} + j(Q'_{рi} + 0{,}08 \cdot S'_{рi}). \qquad (7.9)$$

Примеры решения задач

Задача 1

Оценить баланс реактивной мощности для сети вариант 1 и определить потокораспределение реактивной мощности. Коэффициент мощности системы, в которую входит проектируемая сеть, равен $\cos\varphi_{ЭС}$ =0,9.

Решение задачи.

Оцениваем баланс реактивной мощности.

Т.к. активная мощность в линиях отличается от значения натуральной

мощности, следует учитывать величины потерь и генерации реактивной мощности.

Находим зарядную мощность линии по выражению (7.3):

Q_{c12}=2·0,036·30=2,16 МВАр;

Q_{c23}=2·0,036·23=1,656 МВАр;

Q_{c14}=2·0,036·22,5=1,62 МВАр;

Q_{c45}=2·0,036·22,5=1,62 МВАр;

Q_{c56}=2·0,036·30=2,16 МВАр;

$\sum Q_{ci}$ =9,216 МВАр.

Находим потери реактивной мощности в линиях по выражению (7.4):

$$\Delta Q_{л12} = \left(\frac{75}{2 \cdot 30}\right)^2 \cdot 2{,}16 = 3{,}375 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{л23} = \left(\frac{39}{2 \cdot 30}\right)^2 \cdot 1{,}656 = 0{,}7 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{л14} = \left(\frac{80}{2 \cdot 30}\right)^2 \cdot 1{,}62 = 2{,}88 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{л45} = \left(\frac{58}{2 \cdot 30}\right)^2 \cdot 1{,}62 = 1{,}514 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{л56} = \left(\frac{41}{2 \cdot 30}\right)^2 \cdot 2{,}16 = 1{,}009 \text{ МВАр};$$

$\sum Q_{лi}$ =9,478 МВАр.

Находим суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах подстанций сети по выражению (7.2):

$\Delta Q_{T\sum}$ =0,08·166,705=13,336 МВАр.

Находим наибольшую суммарную реактивную мощность, потребляемую в проектируемом районе электрической сети по выражению (7.1):

$Q_{района}$ =0,98·61,35+13,336+9,478-9,216=73,721 МВАр.

Величина реактивной мощности, поступающей с шин источника

питания в проектируемую электрическую сеть по выражению (7.5) равна:

$Q_{ист}$ =155·0,48=74,4 МВАр, где $tg\varphi_{ист}$=0,48.

Т.к. $Q_{района}<Q_{ист}$, то нет необходимости установки дополнительных КУ (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности).

Определяем действительные реактивные нагрузки подстанций по выражению (7.9) а результаты сводим в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Действительные мощности нагрузок подстанций

№ п/ст	$P_{нб}$, МВт	$Q_{нб}$, МВАр	$Q_{ку}^{уст}$, МВАр	Q_P, МВАр	S_P, МВ·А	$Q_{прив}$, МВАр	$S_{прив}$, МВ·А
2	36	27,00	12,6	14,40	38,77	17,50	40,03
3	39	29,25	13,5	15,75	42,06	19,11	43,43
4	22	16,50	8,1	8,40	23,55	10,28	24,28
5	17	12,75	6,3	6,45	18,18	7,90	18,75
6	41	30,75	14,4	16,35	44,14	19,88	45,57
Итого	155	116	54,90	61,35	166,70	74,67	172,06

Расчет потокораспределения реактивной мощности.

$Q_{14} = Q_6 + Q_5 + Q_4$ =10,28+7,9+19,88=38,06 МВАр;

$Q_{45} = Q_6 + Q_5$ =7,9+19,88=27,78 МВАр;

$Q_{56} = Q_6$ =19,88 МВАр;

$Q_{12} = Q_2 + Q_3$ =17,5+19,11=36,61 МВАр;

$Q_{23} = Q_3$ =19,11 МВАр.

Расчет потокораспределения полной мощности.

Находим по выражению (5.3):

$S_{14} = \sqrt{80^2 + 38{,}06^2}$ = 88,59 МВ·А;

$S_{45} = \sqrt{58^2 + 27{,}78^2}$ = 64,31 МВ·А;

$S_{56} = \sqrt{41^2 + 19{,}88^2}$ = 45,57 МВ·А;

$S_{12} = \sqrt{75^2 + 36{,}61^2}$ = 83,46 МВ·А;

$S_{23} = \sqrt{39^2 + 19{,}11^2} =$ 43,43 МВ·А.

Задача 2

Оценить баланс реактивной мощности для сети вариант 2 и определить потокораспределение реактивной мощности. Коэффициент мощности системы, в которую входит проектируемая сеть, равен $\cos\varphi_{ЭС}$ =0,9.

Решение задачи.

Оцениваем баланс реактивной мощности.

Магистральный участок

Зарядная мощность и потери реактивной мощности в линиях магистрального участка *1456* рассчитаны в задаче 1 практического занятия №7.

Q_{c14}=1,62 МВАр; Q_{c45}=1,62 МВАр; Q_{c56}=2,16 МВАр.

$\Delta Q_{л14}$ =2,88 МВАр; $\Delta Q_{л45}$ =1,514 МВАр; $\Delta Q_{л56}$ =1,009 МВАр.

Кольцо *1231*

Находим зарядную мощность линии по выражению (7.3):

Q_{c12}=0,036·30=1,08 МВАр;

Q_{c13}=0,036·50=1,8 МВАр;

Q_{c23}=0,036·23=0,828 МВАр;

$\sum Q_{ci}$ = 9,108 МВАр.

Находим потери реактивной мощности в линиях по выражению (7.4):

$$\Delta Q_{л12} = \left(\frac{44{,}45}{30}\right)^2 \cdot 1{,}08 = 2{,}371 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{л13} = \left(\frac{30{,}55}{30}\right)^2 \cdot 1{,}8 = 1{,}867 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{л23} = \left(\frac{8{,}45}{30}\right)^2 \cdot 0{,}828 = 0{,}066 \text{ МВАр};$$

$\sum Q_{лi}$ =9,707 МВАр.

Суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах

подстанций сети по выражению (7.2):

$\Delta Q_{T\sum}$ = 13,336 МВАр.

Находим наибольшую суммарную реактивную мощность, потребляемую в проектируемом районе электрической сети по выражению (7.1):

$Q_{района}$ =0,98·61,35+13,336+9,707-9,108=74,058 МВАр.

Величина реактивной мощности, поступающей с шин источника питания в проектируемую электрическую сеть по выражению (7.5) равна:

$Q_{ист}$ =155·0,48=74,4 МВАр, где $tg\varphi_{ист}$=0,48.

Т.к. $Q_{района}<Q_{ист}$, то нет необходимости установки дополнительных КУ (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности).

Действительные реактивные нагрузки подстанций будут такими же, как для варианта 1 (таблица 7.1).

Расчет потокораспределения реактивной мощности.

Магистральный участок

Потокораспределение реактивной мощности магистрального участка *1456* рассчитаны в задаче 1 практического занятия №7:

$Q_{14} = Q_6 + Q_5 + Q_4$ =10,28+7,9+19,88=38,06 МВАр;

$Q_{45} = Q_6 + Q_5$ =7,9+19,88=27,78 МВАр;

$Q_{56} = Q_6$ =19,88 МВАр;

Кольцо *1231*

Потокораспределение реактивной мощности кольца *1231* рассчитываем аналогично потокам активной мощности кольца *1231* в задаче 2 практического занятия №6.

Реактивные мощности на головных участках:

$$Q_{12} = \frac{17{,}5 \cdot 73 + 19{,}11 \cdot 50}{103} = 21{,}68 \text{ МВАр};$$

$$Q_{13} = \frac{19{,}11 \cdot 53 + 17{,}5 \cdot 30}{103} = 14{,}93 \text{ МВАр.}$$

Правильность найденных значений Q_{12} и Q_{13} подтверждается следующей проверкой:

$Q_{12} + Q_{13} = Q_2 + Q_3$;

$Q_{12} + Q_{13}$=21,68+14,93=36,61 МВАр;

$Q_2 + Q_3$=17,5+19,11=36,61 МВАр.

Реактивные мощности на головных участках определены правильно.

Мощность в линии 23 определим в соответствии с первым законом Кирхгофа:

$Q_{23} = Q_{12} - Q_2$ = 21,68–17,5 = 4,18 МВт.

Расчет потокораспределения полной мощности.

Находим по выражению (5.3):

Магистральный участок

S_{14} = 88,59 МВ·А;

S_{45} = 64,31 МВ·А;

S_{56} = 45,57 МВ·А.

Кольцо 1231

$S_{12} = \sqrt{44{,}45^2 + 21{,}68^2}$ = 49,46 МВ·А;

$S_{13} = \sqrt{30{,}55^2 + 14{,}93^2}$ = 34 МВ·А.

$S_{23} = \sqrt{8{,}45^2 + 4{,}18^2}$ = 9,43 МВ·А;

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Оценить баланс реактивной мощности для сети вариант 1 и определить потокораспределение реактивной мощности. Коэффициент мощности системы, в которую входит проектируемая сеть, равен $\cos\varphi_{ЭС}$.

Задача 2. Оценить баланс реактивной мощности для сети вариант 2 и определить потокораспределение реактивной мощности. Коэффициент мощности системы, в которую входит проектируемая сеть, равен $\cos\varphi_{ЭС}$.

Исходные данные, согласно варианту, представлены в таблице 7.2.

Вопросы к практическому занятию №7

1. Какова связь между балансом реактивной мощности и регулированием напряжения?
2. При каком условии в линиях 110 кВ допускается принимать равными величины потерь и генерации реактивной мощности?
3. В электрических сетях двух номинальных напряжений (например, 220/110 кВ) следует в первую очередь устанавливать компенсирующие устройства на шинах 10 кВ подстанций сети более низкого номинального напряжения (110 кВ) или более высокого (220 кВ)?

Таблица 7.2 – Исходные данные для решения задач практического занятия №7

Вариант	$\cos\varphi_{эс}$	l_{12}, км	l_{23}, км	l_{13}, км	l_{14}, км	l_{45}, км	l_{56}, км
1	0,9	32	36	27	23	17	23
2	0,91	40	47	43	22	37	13
3	0,92	25	19	46	12	41	44
4	0,93	25	23	34	23	39	12
5	0,94	43	16	41	10	25	29
6	0,95	37	36	35	17	10	42
7	0,9	50	14	20	26	41	18
8	0,91	11	22	13	33	31	24
9	0,92	20	15	17	26	12	36
10	0,93	24	19	18	41	10	18
11	0,94	49	25	23	14	19	50
12	0,95	24	49	29	18	29	33
13	0,9	25	22	42	37	11	15
14	0,91	32	30	45	42	48	47
15	0,92	18	45	26	45	40	37
16	0,93	26	16	22	10	18	41
17	0,94	42	25	25	21	35	28
18	0,95	38	32	32	39	45	42
19	0,9	16	13	47	33	50	28
20	0,91	37	49	44	48	30	48
21	0,92	26	48	41	20	25	46
22	0,93	45	17	42	10	17	32
23	0,94	31	28	44	37	25	31
24	0,95	33	36	34	48	40	44
25	0,9	24	44	49	16	46	32
26	0,91	18	23	33	23	47	46
27	0,92	42	10	44	10	33	24
28	0,93	21	34	43	40	48	45
29	0,94	17	22	39	27	29	50
30	0,95	15	28	31	12	47	32

Практическое занятие № 10, 11

Выбор сечений и марок проводов воздушных линий

Теоретические положения

Все проводники обладают активным сопротивлением, поэтому при пропускании тока греются, то есть часть передаваемой по линии электропередачи мощности расходуется на этот нагрев. При этом суммарные потери электроэнергии в электрических сетях достигают колоссальных объемов. Существует только один способ снижения этих потерь – это уменьшение активного сопротивления проводников.

При обычных температурах уменьшить сопротивление проводника можно только путем увеличения его сечения. Но увеличение сечения влечет за собой увеличение стоимости ЛЭП. Таким образом, увеличению сечения сопутствуют два конкурирующих фактора. С одной стороны, это снижение затрат на компенсацию потерь электроэнергии. С другой – увеличение затрат на сооружение ЛЭП. Сечение, которое соответствует минимуму затрат, называют экономически целесообразным.

На воздушных линиях предусматривается применение только сталеалюминиевых проводов марки АС, маркируемых в соответствии с ГОСТ 839-80Е.

Экономически целесообразное сечение проводов $F_{эк}$ линии определяется выражением

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_н}, \qquad (8.1)$$

где I_p – расчетный ток одной цепи линии; $j_н$ – норматив экономической плотности тока. Нормированные значения плотности тока для ВЛ приведены в таблице 8.1.

Значение I_p определяется по выражению

$$I_p = \alpha_i I_{нб(5)}, \qquad (8.2)$$

где $I_{нб(5)}$ – наибольший ток одной цепи линии на пятый год ее эксплуатации; α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии за расчетный период (10 лет). Для линий 110-220 кВ значение α_i, принимается равным 1,05, что соответствует наиболее часто встречающимся темпам роста нагрузки [4].

В свою очередь, значение $I_{нб(5)}$ рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению:

$$I_{нб} = \frac{S_{прив}}{n_ц \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \qquad (8.3)$$

где $n_ц$ - количество цепей.

Таблица 8.1 – Нормированные значения плотности тока для ВЛ

Проводники	Плотность тока, А/мм^2, при числе часов использования максимума нагрузки, T_{max}, ч/год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,0	1,7	1,4
алюминиевые	1,0	0,9	0,8

Сечение, полученное по выражению (8.1), округляется до ближайшего (большего или меньшего) стандартного.

Исходя из анализа удельной стоимости 1 км ВЛ 110 кВ [5] выбор экономически целесообразного сечения проводов можно делать между 150 и 240 мм^2.

Выбранное экономически целесообразное сечение проводов воздушных линий и жил кабелей должно удовлетворять техническими ограничениями по механической прочности и потерям на корону и уровню радиопомех.

Условие механической прочности. По условиям механической прочности рекомендуется применять на воздушных линиях провода сечением не менее указанных в таблице 8.2 [6]. Районы по ветровому

давлению и гололеду приведены в таблице 8.3.

Таким образом, проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию механической прочности сводится к условию

$$F_{эк} \geq F_{\min\ мех}. \qquad (8.4)$$

Таблица 8.2 – Минимально допустимые сечения сталеалюминиевых проводов $F_{min\ мех}$ воздушных линий по условиям механической прочности

Характеристика воздушной линии	$F_{\min\ мех}$, мм^2
Воздушные линии, сооружаемые на одноцепных опорах в районах по гололеду:	
до II	35/6,2
в III-IV	50/8
в V и более	70/11
Воздушные линии, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах	120/19

В случае несоблюдения неравенства (8.4) необходимо увеличить сечение провода до значения $F_{min\ мех}$.

Таблица 8.3 – Справочные данные по температурам, ветровым и гололедным районам

№ п/п	Город РФ (регион)	Температура, °С			Ветров. район	Гололед. район
		Средн. январь	Средн. годовая	Средн. июль		
1	Архангельск (Сев-Запад)	-12,5	0,8	15,6	II	I
2	Астрахань (Центр)	-6,8	9,4	25,3	III	II
3	Барнаул (Сибирь)	-17,7	1,1	19,7	III	III
4	Белгород (Центр)	-7,6	6,3	20,2	II	III
5	Благовещенск (Восток)	-24,3	0	21,4	III	II
6	Брянск (Центр)	-8,5	4,9	18,4	I	I
7	Владивосток (Восток)	-14,4	4	17,5	IV	IV
8	Владимир (Центр)	-11,4	3,4	15,8	I	I
9	Волгоград (Центр)	-9,2	7,6	24,2	III	III
10	Вологда (Центр)	-11,8	2,2	16,9	I	I
11	Воронеж (Центр)	-9,3	5,4	16,9	II	II
12	Грозный (Сев. Кавказ)	-3,6	10,1	23,8	IV	IV
13	Екатеринбург (Урал)	-15,3	1,2	17,4	II	II
14	Иваново (Центр)	-11,8	2,7	17,4	I	I
15	Ижевск (Урал)	-14,2	2,1	18,7	I	II
16	Иркутск (Сибирь)	-20,9	-1,1	17,6	III	I
17	Казань (Средн. Волга)	-13,5	2,8	19	II	II
18	Кемерово (Сибирь)	-19,2	-0,4	18,4	III	II
19	Киров (Сев-Запад)	-14,2	1,5	17,8	I	II
20	Краснодар (Сев. Кавказ)	-1,8	10,8	23,2	IV	IV

21	Красноярск (Сибирь)	-17,1	0,5	18,7	III	I
22	Курган (Урал)	-18,5	0,8	18,8	II	II
23	Магадан (Восток)	-21	-4,7	12,6	V	V
24	Махачкала (Сев. Кавказ)	-0,4	11,8	24,7	V	III
25	Москва (Центр)	-10,2	3,8	18,1	I	I
26	Мурманск (Сев-Запад)	-10	0	12,4	IV	II
27	Нальчик (Сев. Кавказ)	-4,8	8,8	21,8	IV	V
28	Новороссийск (Сев. Кавказ)	2,6	12,7	23,6	V	V
29	Новосибирск (Сибирь)	-19	-0,1	18,7	III	II
30	Омск (Сибирь)	-19,2	0	18,3	II	II

Условие ограничения потерь на корону и уровня радиопомех. По условиям ограничения потерь мощности на корону и уровня радиопомех рекомендуется применять на воздушных линиях 110-220 кВ провода диаметром не менее указанных минимально допустимых в таблице 8.4 [6].

Таблица 8.4 – Диаметры проводов $d_{min\ кор}$ и соответствующие им сечения сталеалюминиевых проводов $F_{min\ кор}$

$U_{ном}$, кВ	110	220
$d_{min\ кор}$, мм	11,4	21,6
$F_{min\ кор}$, мм^2	70/11	240/32

Так как каждому значению $d_{\min\ кор}$ соответствует вполне определенная марка провода, то проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию ограничения потерь на корону и уровня радиопомех сводится к условию

$$F_{эк} \geq F_{\min\ кор}. \qquad (8.5)$$

В случае несоблюдения неравенства (8.5) необходимо увеличить сечение провода до значения $F_{\min\ кор}$.

Примеры решения задач

Задача 1

Выбрать экономически целесообразные сечения проводов для схемы варианта 1, принимая для всех подстанций одно и то же время наибольшей нагрузки $T_{нб}$ =3800 ч. Действительные мощности нагрузок подстанций

принять по результатам решения задачи 1 практического задания №7.

Решение задачи.

Для участка сети 14.

Наибольший ток одной цепи линии $I_{нб}$ рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению (8.3):

$$I_{нб14} = \frac{88,59 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 232,49 \text{ А}.$$

Расчетную токовую нагрузку определим по выражению (8.2):

$$I_{p14} = 1,05 \cdot 232,49 = 244,11 \text{ А}.$$

Сечение проводников выбираем по экономической плотности тока по формуле (8.1). Плотность тока, при числе часов использования максимума нагрузки $T_{нб} = 3800$ ч., равна 0,9 А/мм^2.

$$F_{эк14} = \frac{244,11}{0,8} = 271,2 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное по выражению (8.1), округляем до ближайшего (большего или меньшего) стандартного с учетом технических ограничений, а также исходя из анализа удельной стоимости 1 км ВЛ (для ВЛ, сооружаемые на двухцепных опорах, $F_{min\ мех}$ =120 мм^2, а $F_{\min\ кор} = 70$ мм^2 для с ВЛ с $U_{ном}$ 110 кВ, экономически целесообразные сечения проводов для ВЛ 110 кВ 150 и 240 мм^2) принимаем $F_{14} =$ 240 мм^2.

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 8.5.

Таблица 8.5 –Выбор сечений провода для схемы вариант 1

Участок	14	45	56	12	23
$I_{нб}$, А	232,49	168,77	119,59	219,03	113,97
I_p, А	244,11	177,21	125,57	229,98	119,67
$F_{эк}$, мм^2	271,24	196,90	139,52	255,53	132,97
$F_{min\ мех}$, мм^2	120	120	120	120	120
$F_{min\ кор}$, мм^2	70	70	70	70	70
F, мм^2	240	240	150	240	150

Задача 2

Выбрать экономически целесообразные сечения проводов для схемы варианта 2, принимая для всех подстанций одно и то же время наибольшей нагрузки $T_{нб}$=3800 ч. Действительные мощности нагрузок подстанций принять по результатам решения задачи 2 практического задания №7.

Решение задачи.

Магистральный участок

Выбор сечений провода для линий магистрального участка *1456* произведен в задаче 1.

Кольцо *1231*

Для участка сети 12.

Наибольший ток одной цепи линии $I_{нб}$ рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению (8.3):

$$I_{нб12} = \frac{49,46 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 259,60 \text{ А.}$$

Расчетную токовую нагрузку определим по выражению (8.2):

$$I_{р14} = 1,05 \cdot 259,60 = 272,58 \text{ А.}$$

Сечение проводников выбираем по экономической плотности тока по формуле (8.1). Плотность тока, при числе часов использования максимума нагрузки $T_{нб} = 3800$ ч., равна 0,9 А/мм^2.

$$F_{эк14} = \frac{272,58}{0,9} = 302,9 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное по выражению (8.1), округляем до ближайшего (большего или меньшего) стандартного с учетом технических ограничений, а также исходя из анализа удельной стоимости 1 км ВЛ (для ВЛ, сооружаемые на одноцепных опорах в IV районе по гололеду, $F_{min\ мех}$ =50 мм^2, а $F_{min\ кор}$ =70 мм^2 для с ВЛ с $U_{ном}$ 110 кВ, экономически целесообразные сечения проводов для ВЛ 110 кВ 150 и 240 мм^2) принимаем F_{A2} = 240 мм^2.

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты

помещаем в таблицу 8.6.

Таблица 8.6 – Выбор сечений провода для схемы вариант 2

Участок	14	45	56	12	13	23
$I_{нб}$, А	232,49	168,77	119,59	259,60	178,45	49,49
$I_р$, А	244,11	177,21	125,57	272,58	187,38	51,97
$F_{эк}$, мм^2	271,24	196,90	139,52	302,86	208,20	57,74
$F_{min\,мех}$, мм^2	70	70	70	70	70	70
$F_{min\,кор}$, мм^2	50	50	50	50	50	50
F, мм^2	240	240	150	240	240	150

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Выбрать экономически целесообразные сечения проводов для схемы варианта 1, принимая для всех подстанций одно и то же время наибольшей нагрузки $T_{нб}$. Действительные мощности нагрузок подстанций принять по результатам решения задачи 1 практического задания №7.

Задача 2. Выбрать экономически целесообразные сечения проводов для схемы варианта 2, принимая для всех подстанций одно и то же время наибольшей нагрузки $T_{нб}$. Действительные мощности нагрузок подстанций принять по результатам решения задачи 2 практического задания №7.

Исходные данные, согласно варианту, представлены в таблице 8.7.

Вопросы к практическому занятию №8

1. От каких факторов зависит расчетная токовая нагрузка?
2. В чем существо метода экономической плотности тока для определения сечений проводов?

Таблица 8.7 – Исходные данные для решения задач практического занятия №8

Вариант	$T_{нб}$
1	2260
2	3909
3	5481
4	2821
5	3859
6	6434
7	2406
8	4505
9	6335
10	2365
11	4070
12	6624
13	2851
14	3718
15	5452
16	2339
17	4528
18	5303
19	2539
20	3619
21	6388
22	2238
23	3723
24	6927
25	2258
26	3540
27	6298
28	2638
29	4507
30	6562

Практическое занятие № 12, 13

Проверка сечений проводов по условиям технических ограничений

Теоретические положения

Выбранное экономически целесообразное сечение проводов воздушных линий и жил кабелей должно пройти проверку по условиям длительно допустимого нагрева и потерям напряжения.

Условие длительно допустимого нагрева. Для проводов воздушных линий на основе практики эксплуатации установлено значение длительно допустимой температуры нагрева проводов $T_{\text{дл.доп}}$, равной 70 °С [6]. В справочных данных для расчетной температуры воздуха $T_{\text{расч}}$, равной 25 °С, приводятся соответствующие длительно допустимые токи $I_{\text{дл.доп}}$, при протекании которых провод нагревается до длительно допустимой температуры. Значения $I_{\text{дл.доп}}$ приведены в таблице 9.1.

Если фактическая температура воздуха $T_{\text{факт}}$ (таблица 9.2) отличается от расчетной температуры воздуха, то значение длительно допустимого тока может быть скорректировано по выражению:

$$I'_{\text{дл.доп}} = I_{\text{дл.доп}} k_T, \tag{9.1}$$

где k_T – поправочный коэффициент на температуру воздуха, учитывающий отличие фактической температуры воздуха от расчетной. Значения k_T приведены в таблице 9.3.

Тогда проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию длительно допустимого нагрева сводится к условию

$$I_{нб} \le I_{\text{дл.доп}} k_T, \tag{9.2}$$

где $I_{нб}$ – ток, протекающий по линии в режиме наибольших нагрузок.

В случае несоблюдения неравенства (9.2) необходимо увеличить сечение провода до значения, при котором неравенство (9.2) будет выполняться.

Таблица 9.1 – Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных проводов марок АС, АСК (допустимая температура нагрева +70 °С при температуре воздуха +25 °С)

Сечение (алюминий/сталь), мм^2	Ток, А		Мощность, СВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	Вне помещений	Внутри помещений	500	330	220	150	110	35
35/6,2	175	135	-	-	-	-	-	10
50/8	210	165	-	-	-	-	-	12
70/11	265	210	-	-	-	-	47,6	15,2
95/16	330	260	-	-	-	-	59,3	18,9
120/19	390	313	-	-	-	93,6	68,7	21,8
150/24	450	365	-	-	-	110,3	80,9	25,7
185/29	510	425	-	-	-	126,2	92,6	29,5
240/39	610	505	-	328	218	149	109,2	-
300/48	690	585	566	374	249	-	-	-
330/27	730	-	596	-	-	-	-	-
400/18	830	713	685	452	301	-	-	-
400/51	825	705						
400/69	860	-						
500/26	960	830	778	513	342	-	-	-
500/64	945	815	778	513	342	-	-	-

Сечения проводов воздушных линий должны удовлетворять условиям длительно допустимого нагрева не только в нормальных, но и в послеаварийных режимах [6]. Необходимо рассматривать такие послеаварийные режимы, которые приводят к наибольшему увеличению тока, протекающего по линии. В качестве послеаварийных режимов рассматриваются отключения одной цепи двухцепных радиальных и магистральных линий или головных участков в кольцевой сети.

Таблица 9.2 – Справочные данные по температурам, ветровым и гололедным районам

№ п/п	Город РФ (регион)	Температура, °С			Ветров. район	Гололед. район
		Средн. январь	Средн. годовая	Средн. июль		
1	Архангельск (Сев-Запад)	-12,5	0,8	15,6	II	I
2	Астрахань (Центр)	-6,8	9,4	25,3	III	II
3	Барнаул (Сибирь)	-17,7	1,1	19,7	III	III
4	Белгород (Центр)	-7,6	6,3	20,2	II	III
5	Благовещенск (Восток)	-24,3	0	21,4	III	II

6	Брянск (Центр)	-8,5	4,9	18,4	I	I
7	Владивосток (Восток)	-14,4	4	17,5	IV	IV
8	Владимир (Центр)	-11,4	3,4	15,8	I	I
9	Волгоград (Центр)	-9,2	7,6	24,2	III	III
10	Вологда (Центр)	-11,8	2,2	16,9	I	I
11	Воронеж (Центр)	-9,3	5,4	16,9	II	II
12	Грозный (Сев. Кавказ)	-3,6	10,1	23,8	IV	IV
13	Екатеринбург (Урал)	-15,3	1,2	17,4	II	II
14	Иваново (Центр)	-11,8	2,7	17,4	I	I
15	Ижевск (Урал)	-14,2	2,1	18,7	I	II
16	Иркутск (Сибирь)	-20,9	-1,1	17,6	III	I
17	Казань (Средн. Волга)	-13,5	2,8	19	II	II
18	Кемерово (Сибирь)	-19,2	-0,4	18,4	III	II
19	Киров (Сев-Запад)	-14,2	1,5	17,8	I	II
20	Краснодар (Сев. Кавказ)	-1,8	10,8	23,2	IV	IV
21	Красноярск (Сибирь)	-17,1	0,5	18,7	III	I
22	Курган (Урал)	-18,5	0,8	18,8	II	II
23	Магадан (Восток)	-21	-4,7	12,6	V	V
24	Махачкала (Сев. Кавказ)	-0,4	11,8	24,7	V	III
25	Москва (Центр)	-10,2	3,8	18,1	I	I
26	Мурманск (Сев-Запад)	-10	0	12,4	IV	II
27	Нальчик (Сев. Кавказ)	-4,8	8,8	21,8	IV	V
28	Новороссийск (Сев. Кавказ)	2,6	12,7	23,6	V	V
29	Новосибирск (Сибирь)	-19	-0,1	18,7	III	II
30	Омск (Сибирь)	-19,2	0	18,3	II	II

Таблица 9.3 – Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов

Расчетная температура воздуха, °С	Нормированная температура воздуха, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре воздуха, °С											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Условие ограничения потерь напряжения. Сечения проводов линий 35 кВ и выше проверке по допустимым потерям напряжения не подлежат, так как уменьшение потерь напряжения путем увеличения сечений линий экономически нецелесообразно по сравнению с применением трансформаторов с устройством регулирования под нагрузкой (РПН) и устройств компенсации реактивной мощности [4].

Поэтому рассчитанные в этом разделе величины потери напряжения до

наиболее удаленных точек в нормальном и, особенно, в послеаварийном режиме, нужно соотнести с возможностями серийных устройств РПН и сделать вывод, можно ли будет на всех подстанциях обеспечить встречное регулирование напряжения.

Проверка сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами РПН выполняется с помощью соотношения:

$$\sum \Delta U_{\%} \le \Delta U_{доп}, \tag{9.3}$$

где $\sum \Delta U_{\%}$ − наибольшая сумма потерь напряжения на линиях сети между ИП и наиболее электрически удаленной точкой сети для режима наибольших нагрузок в процентах; $\Delta U_{доп}$ − допустимая потеря напряжения в сети с точки зрения достаточности регулировочного диапазона трансформаторов с РПН.

Наибольшая сумма потерь напряжения в процентах определяется по выражению:

$$\sum \Delta U_{\%} = \frac{\sum \Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%. \tag{9.4}$$

Потери напряжения до электрически наиболее удаленных точек сети определяются путем суммирования потерь напряжения по участкам. В радиально-магистральной сети электрически наиболее удаленные точки обычно совпадают с точками, наиболее удаленными географически. В кольцевой сети электрически наиболее удаленными точками считаются точки потокораздела.

Потери напряжения для участка определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_{уч} \cdot R_{уч} + Q_{уч} \cdot X_{уч}}{U_{ном}}. \tag{9.5}$$

Активные ($R_{уч}$) и реактивные ($X_{уч}$) сопротивления линий определяются по формулам:

$$R_{уч} = \frac{r_0 l}{n_ц}, \text{ Ом}; \; X_{уч} = \frac{x_0 l}{n_ц}, \text{ Ом}; \tag{9.6}$$

где l и $n_ц$ – длина участка в км и количество цепей; r_0, x_0 – погонные активное и реактивное сопротивления, Ом/км. Значения погонных сопротивлений приведены в таблицах 9.4 и 9.5; $P_{уч}$ и $Q_{уч}$ – активная и реактивная составляющие потока приведенной мощности на участке.

Наиболее тяжелый послеаварийный режим в радиально-магистральной сети это обычно режим, возникающий после отказа одной из цепей головного участка магистрали. Так как потокораспределение при этом не изменяется, то расчет потери напряжения для этого режима производят так же, как и для нормального режима, но с учетом изменившихся сопротивлений поврежденного участка.

В кольцевой сети наиболее тяжелым послеаварийным режимом можно считать режим, возникающий после отказа **наиболее загруженного** головного участка кольца. При этом полностью меняется потокораспределение, так как сеть из кольцевой превращается в радиально-магистральную. Поэтому вначале следует рассчитать потокораспределение в послеаварийном режиме, затем потерю напряжения по участкам, а потом – потерю напряжения до электрически наиболее удаленных точек.

Значение $\Delta U_{доп}$ определяется с учетом напряжения ИП, диапазона регулирования трансформаторов с РПН, нормируемого напряжения на стороне НН трансформаторов. Ориентировочное значение $\Delta U_{доп}$ приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.4 – Расчетные данные ВЛ 35–150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинально сечение, мм^2 (алюминий/сталь)	r_0, Ом/км при 20°С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		x_0, Ом/км	b_0, См/км 10^{-6}	x_0, Ом/км	b_0, См/км 10^{-6}	x_0, Ом/км
70/11	0,422	-	-	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	-	-	0,434	2,611	0,421
120/12	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	-

240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	-

Таблица 9.5 – Расчетные данные ВЛ 220 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинально сечение, мм^2 (алюминий/сталь)	Число проводов в фазе, шт	r_0, Ом/км при 20°С	220 кВ	
			x_0, Ом/км	b_0, См/км 10^{-6}
240/32	1	0,1180	0,435	2,604
	2	-	-	-
240/56	5	0,0240	-	-
300/39	1	0,0960	0,429	2,645
	2	0,0480	-	-
300/48	8	0,0123	-	-
300/66	3	0,0330	-	-
	5	0,0200	-	-
330/43	3	0,0290	-	-
	8	0,0109		
400/51	1	0,0730	0,42	2,701
	2	0,0365	-	-
	3	0,0243	-	-
	5	0,0146	-	-
400/64	4	0,0487	-	-
500/64	1	0,0590	0,413	2,740
	2	0,0295	-	-
	3	0,0197	-	-
	4	0,0148	-	-

Таблица 9.6 – Значения допустимых потерь напряжения проектируемой сети с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами РПН

$U_{ном}$, кВ	$\Delta U_{доп}$, %	
	нормальный режим	послеаварийный режим
110	10	20
220	7	17

Примеры решения задач

Задача 1

Произвести проверку выбранных сечений в задаче 1 практического занятия №8: по условию длительно допустимого нагрева; по допустимым потерям напряжения. Район проектирования сети Северный Кавказ.

Решение задачи.

Проверка условия длительно допустимого нагрева

Для участка сети 14.

Допустимый ток по нагреву с учетом поправки на температуру воздуха определяем по формуле (9.6):

$$I'_{\text{доп}\,A1} = 610 \cdot 1{,}05 = 640{,}5 \text{ А},$$

где k_T = 1,05 из таблицы 9.4 для средней июльской температуры Северного Кавказа (таблица 9.3); $I_{\text{дл.доп}}$ – допустимый длительный ток для неизолированных проводов марок АС определяем по таблице 9.1.

Послеаварийный режим

Для двухцепных радиально-магистральных линий ток послеаварийного режима определяется по выражению: $I_{\text{нб}\,ав} = 2 \cdot I_{нб}$:

$$I_{\text{нб ав}14} = 2 \cdot 232{,}49 = 464{,}98 \text{ А}.$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 9.8.

Таблица 9.8 – Проверка выбранных сечений по условию длительно допустимого нагрева

Участок	14	45	56	12	23
F, мм^2	240	240	150	240	150
$I_{нб}$, А	232,49	168,77	119,59	219,026	113,97
$I_{нб\,ав}$, А	464,98	337,54	239,18	438,051	227,95
$I_{доп}$, А	640,5	640,5	472,5	640,5	472,5

Выбранное экономически целесообразное сечения провода проходит по условию длительно допустимого нагрева, т.к. выполняется условие (9.4) для нормального и послеаварийного режима.

Проверка условия ограничения потерь напряжения

Проверяем выбор сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой с помощью соотношения (9.5).

Для участка сети 14.

Активные ($R_{уч}$) и реактивные ($X_{уч}$) сопротивления определяются по формулам (9.8):

$$R_{14} = \frac{0{,}118 \cdot 22{,}5}{2} = 1{,}33 \text{ Ом}; \qquad X_{14} = \frac{0{,}405 \cdot 22{,}5}{2} = 4{,}56 \text{ Ом}.$$

Определим потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах по формулам (9.7):

$$\Delta U_{14} = \frac{80 \cdot 1{,}33 + 38{,}06 \cdot 4{,}56}{110} = 2{,}54 \text{ кВ}; \qquad \Delta U_{\%14} = \frac{2{,}54}{110} \cdot 100\% = 2{,}31 \text{ \%};$$

$$\Delta U_{14ав} = \frac{80 \cdot 1{,}33 \cdot 2 + 38{,}06 \cdot 4{,}56 \cdot 2}{110} = 5{,}08 \text{ кВ}; \Delta U_{\%14\,ав} = \frac{5{,}08}{110} \cdot 100\% = 4{,}62\,\%$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 9.9.

Таблица 9.9 – Проверка выбранных сечений по допустимым потерям напряжения

Участок	14	45	56	12	23
P, МВт	80	58	41	75	39
Q, Мвар	38,06	27,78	19,88	36,61	19,11
L, км	22,5	22,5	30	30	23
F, мм^2	240	240	150	240	150
R_o, Ом/км	0,118	0,118	0,204	0,118	0,204
X_o, Ом/км	0,405	0,405	0,42	0,405	0,42
$R_д$, Ом	1,33	1,33	3,06	1,77	2,35
$X_д$, Ом	4,56	4,56	6,30	6,08	4,83
ΔU, кВ	2,54	1,85	2,28	3,23	1,67
$\Delta U_{\%}$	2,31	1,68	2,07	2,94	1,52
$\Delta U_{ав}$, кВ	5,08	3,70	4,56	6,46	3,34
$\Delta U_{ав\ \%}$	4,62	3,36	4,14	5,87	3,04

Максимальные потери напряжения определяются путем суммирования потерь напряжения по участкам до электрически наиболее удаленной точки сети.

В нормальном режиме:

$$\Delta U_{1456} = \Delta U_{14} + \Delta U_{45} + \Delta U_{56} = 2{,}54+1{,}85+2{,}28=6{,}67 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{123} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 3{,}23+1{,}67=4{,}9 \text{ кВ}.$$

Максимальные потери напряжения в процентах:

$\Delta U_{\%1456} = \Delta U_{\%14} + \Delta U_{\%45} + \Delta U_{\%56} =$ 2,31+1,68+2,07=6,07 %

$\Delta U_{\%123} = \Delta U_{\%12} + \Delta U_{\%23} =$ 2,94+1,52=4,45 %

Максимальная потеря напряжения в нормальном режиме 6,07 < 10%.

В послеаварийном режиме:

$\Delta U_{ав\,1456} = \Delta U_{ав14} + \Delta U_{ав45} + \Delta U_{ав\,56} =$ 5,08+3,7+4,56=13,34 кВ;

$\Delta U_{ав123} = \Delta U_{ав12} + \Delta U_{ав23} =$ 6,46+3,34=9,8 кВ

Максимальные потери напряжения в процентах:

$\Delta U_{ав\%\,1456} = \Delta U_{ав\%14} + \Delta U_{ав\%45} + \Delta U_{ав\%56} =$ 4,62+3,36+4,14=12,13 %.

$\Delta U_{ав\%123} = \Delta U_{ав\%12} + \Delta U_{ав\%23} =$ 5,87+3,04=8,91 кВ

Максимальная потеря напряжения в послеаварийном режиме 12,13 < 20%.

Выбранные сечения удовлетворяют условию длительно допустимого нагрева и допустимым потерям напряжения.

Задача 2

Произвести проверку выбранных сечений в задаче 2 практического занятия №8: по условию длительно допустимого нагрева; по допустимым потерям напряжения. Район проектирования сети Северный Кавказ.

Решение задачи.

Магистральный участок

Проверка сечений провода для линий магистрального участка *1456* произведена в задаче 1.

Кольцо *1231*

Проверка условия длительно допустимого нагрева в нормальном режиме

Допустимый ток по нагреву с учетом поправки на температуру воздуха для участка *12*:

$I'_{доп12} = 610 \cdot 1,05 = 640,5$ А.

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 9.10.

Таблица 9.10 – Проверка выбранных сечений по условию длительно допустимого нагрева в нормальном режиме

	Магистраль *1456*			Кольцо *1231*		
Участок	14	45	56	12	13	23
$F_{эк}$, мм^2	240	240	150	240	240	150
$I_{нб}$, А	232,49	168,77	119,59	259,598	178,45	49,495
$I_{доп}$, А	640,5	640,5	472,5	640,5	640,5	472,5

Проверка условия ограничения потерь напряжения в нормальном режиме

Проверяем выбор сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона РПН трансформаторов.

Для участка сети *12*:

Активные ($R_{уч}$) и реактивные ($X_{уч}$) сопротивления участка

$R_{12} = 0,118 \cdot 30 = 3,54$ Ом; $X_{12} = 0.405 \cdot 30 = 12,15$ Ом.

Определим потери напряжения в нормальном режиме:

$$\Delta U_{12} = \frac{44,45 \cdot 3,54 + 21,68 \cdot 12,15}{110} = 3,83 \text{ кВ}; \ \Delta U_{\%12} = \frac{3,83}{110} \cdot 100\% = 3,48 \ \%;$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 9.11.

Максимальные потери напряжения в нормальном режиме:

Магистральный участок

$\Delta U_{1456} = \Delta U_{14} + \Delta U_{45} + \Delta U_{56} = 2,54+1,85+2,28=6,67$ кВ;

$\Delta U_{\%1456} = \Delta U_{\%14} + \Delta U_{\%45} + \Delta U_{\%56} = 2,31+1,68+2,07=6,07$ %

Кольцо 1231

Точка потокраздела – 3.

$\Delta U_{123} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 3,83+0,73=4,55$ кВ

$\Delta U_{\%123} = \Delta U_{\%12} + \Delta U_{\%23} = 3{,}48 + 0{,}66 = 4{,}14$ %

и $\Delta U_{13} = 4{,}39$ кВ; $\Delta U_{\%13} = 3{,}99$ %

Максимальная потеря напряжения в нормальном режиме 6,07<10%, т.е. входит в пределы регулирования устройств РПН.

Таблица 9.11 – Проверка выбранных сечений по допустимым потерям напряжения в нормальном режиме

	Магистраль *1456*			Кольцо *1231*		
Участок	14	45	56	12	13	23
P, МВт	80	58	41	44,45	30,55	8,45
Q, Мвар	38,06	27,78	19,88	21,68	14,93	4,18
L, км	22,5	22,5	30	30	50	23
F, мм^2	240	240	150	240	240	150
R_o, Ом/км	0,118	0,118	0,204	0,118	0,118	0,204
X_o, Ом/км	0,405	0,405	0,42	0,405	0,405	0,42
$R_л$, Ом	1,33	1,33	3,06	3,54	5,90	4,69
$X_л$, Ом	4,56	4,56	6,30	12,15	20,25	9,66
ΔU, кВ	2,54	1,85	2,28	3,83	4,39	0,73
$\Delta U_{\%}$	2,31	1,68	2,07	3,48	3,99	0,66
ΔP, МВт	0,861	0,454	0,525	0,716	0,564	0,034

Выполним проверку выбранных сечений в послеаварийном режиме работы сети

Наиболее тяжелый послеаварийный режим возникает в результате отказа наиболее загруженного участка *12*.

При этом кольцевая сеть превращается в магистральную линию с питанием с одной стороны. Для послеаварийного режима определяем:

– потоки мощности по участкам сети;

– наибольшие послеаварийные токи;

– потери напряжения.

Результаты расчета проведены в таблице 9.12.

Таблица 9.12 – Проверка выбранных сечений по допустимым потерям напряжения в послеаварийном режиме

	Магистраль *1456*			Кольцо *1231*	
Участок	14	45	56	36,00	75,00
P, МВт	80	58	41	17,50	36,61
Q, Мвар	38,06	27,78	19,88	40,03	83,46

$\Delta U_{ав}$, кВ	5,08	3,70	4,56	3,07	6,46
$\Delta U_{ав\ \%}$	4,62	3,36	4,14	2,79	5,87
$I_{нб\ ав}$, А	464,98	337,54	239,18	210,09	438,04
$I_{доп}$, А	640,5	640,5	472,5	472,50	640,50

Максимальные потери напряжения в послеаварийном режиме:

Кольцо *1231* $\Delta U_{\%1231} =$ 2.79+5.87=8,66 %

Магистраль *1456* $\Delta U_{\%1456} =$ 4,62+3,36+4,14=12,13 %

Максимальная потеря напряжения в послеаварийном режиме 12,13<20 %, т.е. входит в пределы регулирования устройств РПН. Условие длительно допустимого нагрева для нормального и послеаварийного режима. Следовательно, выбранные сечения удовлетворяют всем техническим ограничениям.

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Произвести проверку выбранных сечений в задаче 1 практического занятия №8: по условию длительно допустимого нагрева; по допустимым потерям напряжения.

Задача 2. Произвести проверку выбранных сечений в задаче 2 практического занятия №8: по условию длительно допустимого нагрева; по допустимым потерям напряжения.

Исходные данные, согласно варианту, представлены в таблице 9.13.

Вопросы к практическому занятию №9

1. Каковы условия проверки выбранных проводов?
2. Чем обусловлена допустимая температура для кабелей и проводов?
3. Какие режимы работы проводов должны проверяются по допустимому току?

Таблица 9.13 – Исходные данные для решения задач практического занятия №9

Вариант	Город (Район) проектирования
1	Архангельск (Сев-Запад)
2	Астрахань (Центр)
3	Барнаул (Сибирь)
4	Белгород (Центр)
5	Благовещенск (Восток)
6	Брянск (Центр)
7	Владивосток (Восток)
8	Владимир (Центр)
9	Волгоград (Центр)
10	Вологда (Центр)
11	Воронеж (Центр)
12	Грозный (Сев. Кавказ)
13	Екатеринбург (Урал)
14	Иваново (Центр)
15	Ижевск (Урал)
16	Иркутск (Сибирь)
17	Казань (Средн. Волга)
18	Кемерово (Сибирь)
19	Киров (Сев-Запад)
20	Краснодар (Сев. Кавказ)
21	Красноярск (Сибирь)
22	Курган (Урал)
23	Магадан (Восток)
24	Махачкала (Сев. Кавказ)
25	Москва (Центр)
26	Мурманск (Сев-Запад)
27	Нальчик (Сев. Кавказ)
28	Новороссийск (Сев. Кавказ)
29	Новосибирск (Сибирь)
30	Омск (Сибирь)

Практическое занятие № 14

Выбор номинальной мощности и числа трансформаторов на подстанции

Теоретические положения

При отсутствии подробной информации о графиках нагрузки проектируемых подстанций, в соответствии с существующей практикой проектирования, допускается упрощенный выбор мощности трансформаторов из условия допустимой перегрузки трансформаторов в послеаварийных режимах:

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{нб}}{k_{ав}\left(n_т - 1\right)}, \qquad (10.1)$$

где $S_{нб}$ – наибольшая нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности и условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети; $n_т$ – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции; $k_{ав}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы.

В соответствии с ГОСТом 14209-97 в послеаварийном режиме допускается перегрузка двухобмоточных трансформаторов на 40 % номинальной мощности, т.е. $k_{ав}$= 1,4. В соответствии с ТУ № 3411-001- 498-90-270-2005 в послеаварийном режиме допускается перегрузка автотрансформаторов на 20% номинальной мощности, т.е. $k_{ав}$= 1,2. Такие перегрузки допускаются на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 часов в сутки на протяжении 5 суток при условии, что коэффициент загрузки трансформатора в режиме, предшествующем послеаварийному, составлял не более 0,8 (0,7 для автотрансформатора).

Основные каталожные и расчетные данные трансформаторов

приведены в приложении А.

Примеры решения задач

Задача 1

Выбрать силовые трансформаторы для проектируемой сети вариант 1 и вариант 2. Определить потери мощности в нормальном режиме наибольших нагрузок для вариантов 1 и 2. В состав потребителей всех подстанций входят потребители I категории.

Решение задачи.

При наличии на подстанциях потребителей I категории выбираем двухтрансформаторные подстанции.

Для вариантов 1 и 2 наибольшая нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции берем расчетные нагрузки подстанций с учетом компенсации реактивной мощности по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности, т.к. по условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети не было необходимо устанавливать дополнительные компенсирующие устройства ни для одного из вариантов.

Наибольшая нагрузка на шинах НН подстанции с учетом установленных компенсирующих устройств составит:

S_2 = 36+j14,4=38,77 МВ·А;

S_3 = 39+j15,75=42,06 МВ·А;

S_4 = 22+j8,4=23,55 МВ·А;

S_5 = 17+j6,45=18,18 МВ·А;

S_6 = 41+j16,35=44,14 МВ·А.

Определим требуемые мощности трансформаторов из условия допустимой перегрузки двухобмоточных трансформаторов в послеаварийных режимах на 40% номинальной мощности по выражению

(10.1):

$S_{тр2} =$ 38,77/1,4=34,01 МВ·А;

$S_{тр3} =$ 42,06/1,4=36,89 МВ·А;

$S_{тр4} =$ 23,55/1,4=20,66 МВ·А;

$S_{тр5} =$ 18,18/1,4=15,95 МВ·А;

$S_{тр6} =$ 44,14/1,4=38,72 МВ·А.

Технические данные всех трансформаторов сводим в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Результат выбора трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	$S_{НОМ}$ МВ·А	пределы регули-рования	Каталожные данные						расчетные данные		
				$U_{НОМ}$,кВ		$\Delta U_к$	$\Delta P_к$,	ΔP_{XX}	I_X,	r_t,	x_t	ΔQ_X
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	ом	ом	Квар
2	ТРДН-40000/110	40	±9х1,78%	115	10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
3	ТРДН-40000/110	40	±9х1,78%	115	10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
4	ТРДН-25000/110	25	±9х1,78%	115	10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
5	ТДН-16000/110	16	±9х1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
6	ТРДН-40000/110	40	±9х1,78%	115	10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. Выбрать силовые трансформаторы для проектируемой сети вариант 1 и вариант 2. Определить потери мощности в нормальном режиме наибольших нагрузок для вариантов 1 и 2. В состав потребителей всех подстанций входят потребители I категории.

Исходные данные, согласно варианту, представлены в таблице 10.2.

Вопросы к практическому занятию №10

1. Чем определяется выбор числа трансформаторов на подстанции?

2. Что такое перегрузочная способность трансформаторов?

3. От каких параметров работы трансформатора зависит его перегрузочная способность?

Таблица 10.2 – Исходные данные для решения задач практического занятия №10

Вариант	P_2, МВт	P_3, МВт	P_4, МВт	P_5, МВт	P_6, МВт	cosφ
1	16	26	27	25	15	0,87
2	20	20	16	19	20	0,78
3	22	27	15	15	15	0,84
4	15	18	29	20	28	0,85
5	29	27	20	24	28	0,82
6	22	19	26	28	15	0,83
7	25	18	22	28	30	0,84
8	24	16	29	18	19	0,79
9	24	20	20	30	29	0,82
10	18	24	18	24	24	0,8
11	23	28	24	22	15	0,85
12	17	29	20	16	17	0,85
13	30	28	26	26	22	0,78
14	18	20	22	16	17	0,85
15	15	27	21	27	16	0,84
16	25	23	28	18	27	0,82
17	23	21	24	16	15	0,83
18	26	29	29	20	21	0,84
19	16	23	23	25	26	0,83
20	15	25	28	22	22	0,85
21	26	25	26	29	20	0,87
22	22	20	17	28	28	0,78
23	23	29	18	22	27	0,79
24	16	28	28	26	23	0,86
25	18	17	19	15	15	0,85
26	21	16	27	20	22	0,86
27	28	25	21	25	19	0,78
28	22	21	23	22	25	0,87
29	18	29	18	23	20	0,85
30	16	28	29	30	30	0,85

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Методические указания по выполнению лабораторных работ

по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» для студентов направления подготовки / специальности
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль): "Цифровые технологии в электроэнергетике"

Бакалавриат

Ставрополь
2025

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 4

Лабораторные работы

1. Принципы конструктивного исполнения линий электропередачи электрических сетей 5
2. Натурное моделирование установившегося режима работы электрической сети с односторонним питанием 34
3. Исследование режима работы простейшей разомкнутой сети 43
4. Натурное моделирование установившегося режима работы электрической сети с двухсторонним питанием 49
5. Первичное знакомство с ПК «RersPC». Подготовка исходной схемы и расчёт установившегося режима 56
6. Дополнительные возможности ПК RersPC 73
7. Расчёт параметров схемы замещения сложнозамкнутой электрической сети 78
8. Расчёт режима сложнозамкнутой сети с помощью программного комплекса RastrWin 82
9. Анализ потерь мощности с использованием программного комплекса RastrWin 97
10. Выбор регулировочных ответвлений на трансформаторах понизительных подстанций 102
11. Выполнение вариантных расчётов в ЭЭС с помощью RastrWin 112
12. Расчёт токов короткого замыкания в RastrWin 121

Литература 137

Приложения 138

ПРЕДИСЛОВИЕ

Пособие предназначено для проведения лабораторного практикума по дисциплине у студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника.

Целью выполнения лабораторных работ является исследование свойств электрических сетей, определение параметров их схем замещения, получение навыков расчёта установившихся режимов электроэнергетических систем.

Дисциплина является базовой и призвана сформировать необходимые профессиональные компетенции будущих электроэнергетиков:

1. ПРИНЦИПЫ КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Цель и содержание:

1) изучение конструктивного исполнения линий электропередачи электрических сетей;

2) знакомство с марками проводов, грозозащитных тросов и кабелей;

3) изучение линейной арматуры, используемой для монтажа проводов и тросов воздушных линий электропередачи (ВЛ).

Теоретическая часть

1. Основные этапы истории появления и развития линий электропередачи электрических сетей в России

Массовое строительство ЛЭП в России началось с конца XIX века, что связано это с электрификацией промышленности. Основная задача, которая решалась на этом этапе, – связь электростанций с промышленными районами. Напряжение были небольшим, как правило, до 35 кВ, задачи объединения в сети не выдвигалось. В этих условиях задачи легко решались с помощью деревянных одностоечных и П-образных опор. Материал был доступным, дешевым и полностью удовлетворял требованиям времени. Все эти годы конструкции опор и проводов непрерывно совершенствовались.

Для подвижного электротранспорта был известен принцип подземной электрической тяги, использованный для питания поездов в Кливленде и Будапеште. Однако этот способ был неудобным в эксплуатации, и подземные кабельные ЛЭП использовались лишь в городах для уличного освещения и электроснабжения частных домов. До сих пор стоимость подземных ЛЭП превышает стоимость воздушных линий в 2–3 раза.

По мере увеличения напряжения и, соответственно, утяжеления провода осуществлялся переход с деревянных на металлические опоры. В России первая линия на металлических опорах появилась в 1925 году – двухцепная ВЛ 110 кВ, соединившая Москву и Шатурскую ГРЭС.

В 30-е годы электрификация продолжалась нарастающими темпами. Создавались крупные электростанции (Днепрогэс, Сталинградская ГРЭС и т. д.), повышаются напряжения передаваемо-

го электричества (например, ЛЭП Днепрогес – Донбасс работала с напряжением в 154 кВ; а ЛЭП Нижне-Свирская ГЭС – Ленинград с напряжением 220 кВ). В конце 1930-х годов была построена линия Москва – Волжская ГЭС, работавшая со сверхвысоким напряжением в 500 кВ. Возникали также объединенные энергосистемы крупных регионов. Все это потребовало усовершенствования металлических опор. Их конструкции непрерывно совершенствовались, расширялся ряд типовых опор, был осуществлен массовый переход на опоры с болтовым соединением и решетчатые опоры.

Так же в это время использовались и деревянные опоры, но их область ограничивалась обычно напряжением до 35 кВ. Они связывали в основном непромышленные сельские районы.

С конца 50-х годов начался этап бурного роста электросетевого строительства. Каждую пятилетку протяженность воздушных линий электропередачи удваивалась. Ежегодно строилось более тридцати тысяч километров новых ЛЭП. В это время массово внедрялись и использовались железобетонные опоры для ЛЭП с «преднапряженными стойками». На них обычно располагались линии с напряжением 330 и 220 кВ.

Проведенная в конце 60-х годов унификация металлических опор фактически определила базовое множество конструкций опор, применяемых и до настоящего времени. За последние 40 лет конструкции железобетонных опор так же, как и у металлических, практически не изменились. На сегодняшний день практически все сетевое строительство в России и странах СНГ ведётся с опорой на научную и технологическую базу 60–70-х годов.

Мировая практика строительства ЛЭП мало чем отличалась от отечественной до середины 60-х годов. Однако в последние десятилетия наши практики существенно разошлись. На Западе не получил такого распространения железобетон в качестве материала для опор. Там пошли по пути строительства линий на металлических многогранных опорах.

В 1980-х годах в СССР была предпринята попытка внедрения в массовое строительство многогранных опор производства Волжского механического завода. Однако отсутствие необходимых технологий определило конструктивные недостатки этих опор, что и привело к неудаче. К этому вопросу вернулись лишь в начале 2000-х годов.

За прошедшие годы физический износ сетей высокого напряжения существенно увеличился и, по оценкам некоторых исследователей, достиг более чем 40 %. В распределительных сетях положение еще тяжелее из-за непрерывного роста энергопотребле-

ния. Происходит и моральное старение оборудования. Большинство объектов по техническому уровню соответствуют своим западным аналогам 20–30-летней давности. А тем временем мировая энергетика не стоит на месте, проводятся поисковые работы в области создания новых видов ЛЭП: криогенных, криорезисторных, полуразомкнутых, разомкнутых и т. д.

2. Конструктивные элементы воздушной линии электропередачи

Конструктивные элементы ВЛ предназначены для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикреплённым с помощью изоляторов и линейной арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений.

Главные конструктивные элементы любой ВЛ

1. *Провода*, служащие для передачи электроэнергии.

2. *Грозозащитные тросы*, монтируемые в верхней части опор для защиты проводов от грозовых перенапряжений.

3. *Опоры*, поддерживающие провода и тросы на определённой высоте над уровнем земли или воды.

4. *Изоляторы*, изолирующие провода от опоры.

5. *Линейная арматура*, с помощью которой провода закрепляют на изоляторах, а изоляторы на опорах.

Наибольшее распространение в России получили одно- и двухцепные ВЛ. За рубежом в условиях высокой стоимость отвода земель под ВЛ все большее распространение получают четырех- и даже шестицепные линии. Под цепью понимают три провода одной трёхфазной линии

3. Провода ВЛ и тросы

Провода, служащие для передачи электроэнергии, выпускаются неизолированными и изолированными.

К материалу проводов ВЛ предъявляются следующие требования.

1. Материал проводов должен иметь высокую электрическую проводимость. Наилучшей проводимостью обладает медь, проводимость алюминия составляет 65,5 % от проводимости меди, сталь имеет значительно более низкую проводимость.

2. Провода и тросы должны быть выполнены из металла, обладающего достаточной прочностью. По механической прочности на первом месте стоит сталь.

3. Материал проводов и тросов должен быть стойким по отношению к коррозии и химическим воздействиям.

На ВЛ применяются неизолированные провода различных типов. Наиболее распространены провода алюминиевые, сталеалюминевые, а также из сплавов алюминия – АН, АЖ. На ВЛ напряжение 110 кВ и выше, как правило, применяют сталеалюминиевые провода. Для линий напряжением до 35 кВ более распространены алюминиевые провода. Медные провода из-за дороговизны и дефицитности без специальных технико-экономических обоснований не применяются.

Из стали выполняются грозозащитные тросы. В последнее время также применяются сталеалюминевые тросы, которые используются для организации высоко частотных каналов связи.

На рис. 1.1 приведена металлическая опора одноцепной линии с грозозащитным тросом.

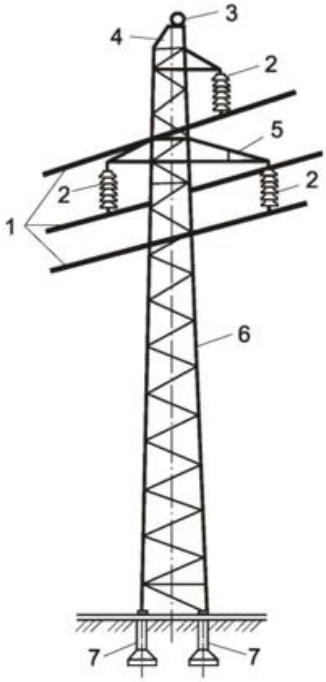


Рис. 1.1. Промежуточная металлическая опора одноцепной линии:
1 – провода; 2 – изоляторы;
3 – грозозащитный трос;
4 – тросостойка; 5 – траверса опоры; 6 – стойка опоры;
7 – фундамент опоры

Однопроволочные провода (рис. 1.2, б) изготавливаются из одной круглой проволоки. Такие провода дешевле многопроволочных, однако, они менее гибки и имеют меньшую механическую прочность. Алюминиевые однопроволочные провода не применяются из-за их низкой прочности.

Многопроволочные провода из одного металла (рис. 1.2, в) состоят из нескольких свитых между собою проволок. Скрутка смежных проволок производится в разных направлениях, что обеспечивает более круглую форму и позволяет получать более устойчивый против раскручивания провод.

Многопроволочные провода из двух металлов (рис. 1.2, г) состоят из стального сердечника и алюминиевых проводов, обвивающих сердечник. Стальной сер-

дечник необходим для увеличения механической прочности. При электрических расчётах проводимость стального сердечника не учитывается, а в качестве токопроводящей части принимают алюминиевые проволоки. Биметаллические провода обладают высокой стойкостью против коррозии.

Полые провода (рис. 1.2, д) изготавливают из плоских проводок, соединённых между собою, у таких проводов больший, по сравнению со сплошными, диаметр, благодаря чему снижаются потери энергии на корону. Полые провода применяются на ВЛ редко, они, главным образом, используются для ошиновки подстанций 330 кВ и выше.

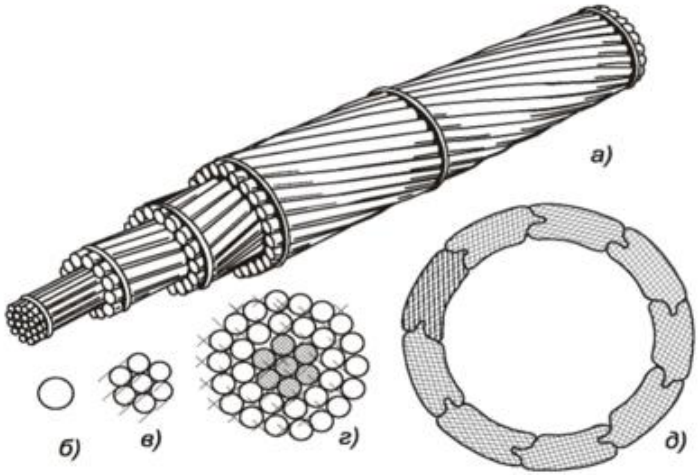


Рис. 1.2. Конструкции проводов ВЛ:
а – общий вид многопроволочного провода; б – сечение однопроволочного провода; в– г – сечения многопроволочных проводов из одного и двух металлов; д – сечение пустотелого провода

В соответствии с ГОСТ 839-80 выпускаются провода следующих марок.

1. Алюминиевые провода марок А и АКП

Провод марки А состоит из проволок одного диаметра (число проволок от 7 до 61).

Провод марки АКП выполнен из проволок марки А, межпроволочное пространство заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости противодействующей коррозии. Провод марка АКП применяется для ВЛ вблизи морских побережий, солёных озёр и химических предприятий.

Провода из сплавов алюминия марок АН (ТУ16-505.556-82) и АЖ. Провод АН изготовлен из нетермообработанного сплава, АЖ – из термообработанного, имеют большую механическую прочность и примерно такую же проводимость, что и провода марки А.

Многопроволочные провода из алюминия применяют только в распределительных сетях напряжением до 35 кВ, а в сетях с более высоким напряжением используются сталеалюминевые провода.

2. Сталеалюминиевые провода марок АС, АСКС, АСКП, АСК

Провод марки АС предназначен для ВЛ при прокладке их на суше, кроме районов с вредными химическими соединениями в воздухе.

Провода АСКП и АСКС выполнены из провода марки АС, межпроволочное пространство стального сердечника (С) или всего провода (П) заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости.

Провод АСК – это провод марки АСКС, у которого стальной сердечник изолирован двумя лентами полиэтиленовой плёнки.

Провода АСК, АСКС, АСКП предназначены для ВЛ, проходящих по побережьям морей, солёных озёр и в промышленных районах с загрязнённым воздухом.

В обозначении сталеалюминевых проводов в числителе указано номинальное сечение алюминиевой части провода, в знаменателе – сечение стального сердечника, например, АС35/6,2.

4. Опоры воздушных линий

Опоры ВЛ по своему функциональному назначению делятся на промежуточные, анкерные, угловые и специальные.

Промежуточные опоры с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов служат для поддержания провода на прямых участках линии. Промежуточная опора дешевле и проще в изготовлении, чем опоры других видов, т. к. в нормальном режиме при одинаковом тяжении проводов с обеих сторон не испытывает усилий вдоль линии.

Анкерные опоры предназначены для жёсткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ: на пересечении важных инженерных сооружений, на концах ВЛ и на концах прямых её участков (рис. 1.3).

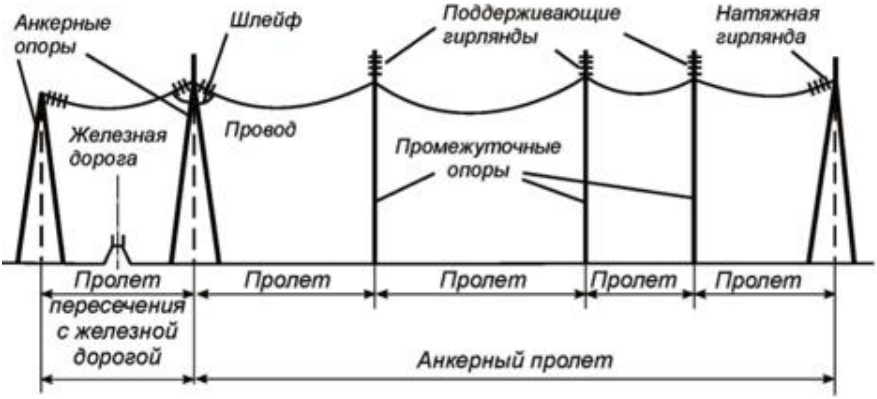


Рис. 1.3. Схема анкерного пролета ВЛ и пролета пересечения с железной дорогой

На этих опорах провода крепятся с помощью подвесных гирлянд. Анкерные опоры должны выдерживать одностороннее натяжение проводов. Анкерные опоры дороже и сложнее промежуточных, поэтому их число на каждой ВЛ сводят к минимуму.

Угловые опоры применяют в точках поворотов ВЛ. Углом поворота линии называется угол, а в плане линии, дополнительный до 180° к внутреннему углу α линии (рис. 1.4).

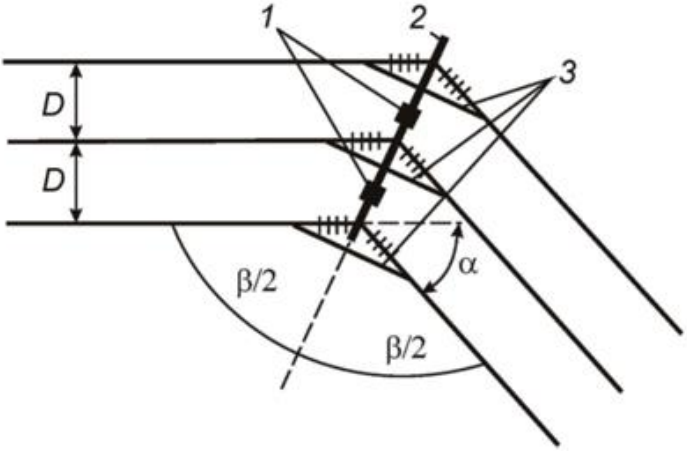


Рис. 1.4. Угол поворота ВЛ: 1 – подножки опоры; 2 – траверса; 3 – петля

Траверсы угловой опоры устанавливают по биссектрисе угла. Угловые опоры бывают анкерного и промежуточного типа, чаще применяют анкерного типа. При углах поворота до 60° можно устанавливать одностоечные железобетонные опоры с оттяжками, а при углах поворота до 20° и ровном профиле трассы разрешается вместо угловых опор применять промежуточные, изменив способ закрепления проводов.

На ВЛ применяются специальные опоры следующих типов:

– *ответвительные* – для выполнения ответвлений от основной линии;

– *переходные* – для пересечения рек, ущелий и т. д.;

– *транспозиционные* – для изменения порядка расположения проводов на опорах.

Применяют транспозицию на линиях напряжением 110 кВ и выше протяженностью более 100 км. Для того чтобы сделать емкость и индуктивность всех фаз одинаковыми. Для этого на ВЛ с несимметрично расположенными проводами по отношению друг к другу, что ведёт к неодинаковости их реактивных сопротивлении и проводимостей, последовательно меняется взаимное расположение проводов по отношению друг к другу на разных участках линии. При этом провод каждой фазы цепи проходит одну треть длины линии на одном, вторую на другом, а третью – на третьем месте. Одно такое тройное перемещение проводов называют *циклом транспозиции* (рис. 1.5).

Рис. 1.5. Цикл транспозиции проводов о дно цепной линии

По материалу, из которого изготавливаются опоры ВЛ, они делятся на деревянные, железобетонные и металлические.

Деревянные опоры просты в изготовлении и дешевы, особенно в районах с лесными ресурсами. Их недостаток – недолговечность, подверженность гниению, которую устраняют, пропитывая опоры антисептиками. В настоящие время разработан новый уникальный состав для пропитки древесины, который увеличивает срок эксплуатации деревянных опор с 15–20 до 40 лет ГОСТ 19330-99. Деревянные опоры применяют на ВЛ напряжением 110 кВ включительно, реже – для ВЛ 220 кВ. Для ВЛ 6–10 кВ со

штыревые изоляторами, закреплёнными на крюках, применяют одностоечные опоры с треугольным расположением проводов (рис. 1.6, а). Для ВЛ 110 кВ, а также 35 кВ с подвесными изоляторами используют П-образные деревянные опоры с горизонтальным расположением проводов (рис. 1.6).

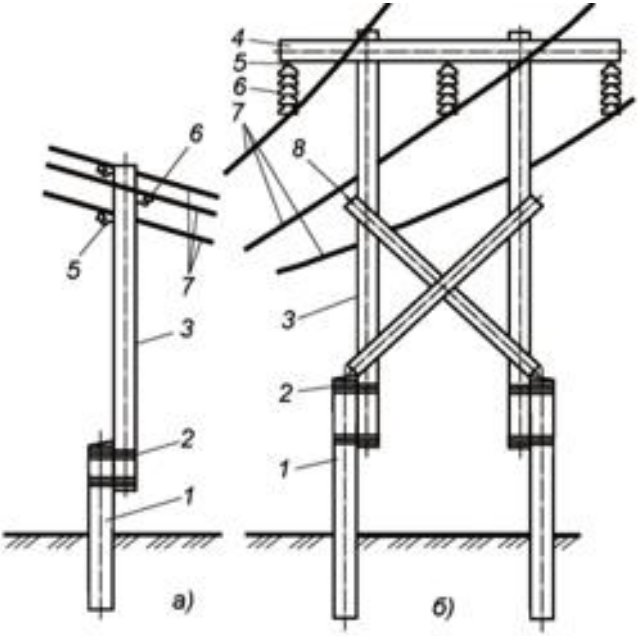


Рис. 1.6. Деревянные опоры:
а) одностоечная опора 6–10 кВ; б) П-образная с ветровыми связями;
1 – пасынок опоры; 2 – бандаж из стальной проволоки; 3 – стойка опоры;
4 – горизонтальная траверса; 5 – крюк; 6 – изолятор; 7 – провода;
8 – ветровые связи

Анкерные угловые опоры для ВЛ 35–110 кВ выполняются в виде пространственных А–П-образных конструкций (рис. 1.7).

Железобетонные опоры просты в обслуживании, долговечны, требуют меньше металла, чем металлические. Стойки железобетонных опор имеют вид пустотелых труб длиной 13–26 м с металлическими траверсами (рис. 1.8, б–г, 1.1–1.9, а). При изготовлении железобетонных опор для обеспечения необходимой плотности бетона применяется виброуплотнение и центрифугирование. Получили широкое распространение промежуточные железобетон-

ные свободно-стоящие одноцепные и двухцеппые опоры на ВЛ 6–10 кВ (рис. 1.8, а), 35–110 кВ (рис. 1.8, б, в), 220–330 кВ (рис. 1.8, г).

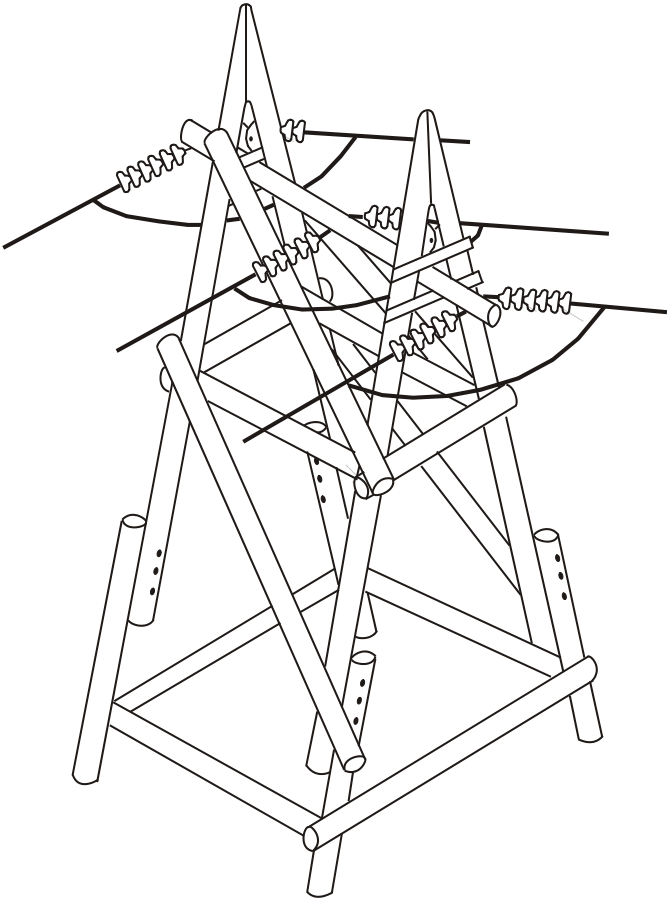


Рис. 1.7. Деревянная анкерная угловая одноцепная свободностоящая опора 35–110 кВ

При горизонтальном расположении проводов на ВЛ напряжением 330–500 кВ применяют железобетонные промежуточные опоры на оттяжках из стального каната (рис. 1.9, б). Эти опоры устанавливают на железобетонный фундамент или сваи через шарнир. Срок эксплуатации наиболее популярных железобетонных опор составляет 25 лет.

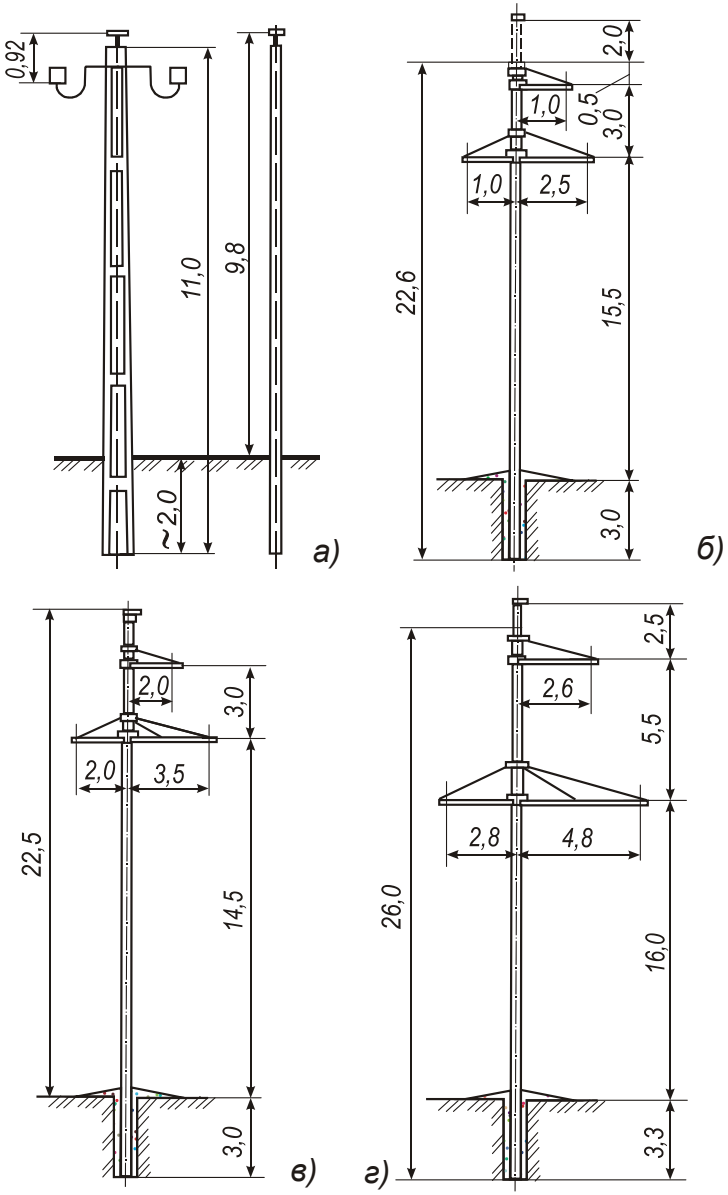


Рис. 1.8. Промежуточные железобетонные свободностоящие одноцепные опоры: а) со штыревыми изоляторами 6–10 кВ; б) 35 кВ; в) 110 кВ; г) 220 кВ

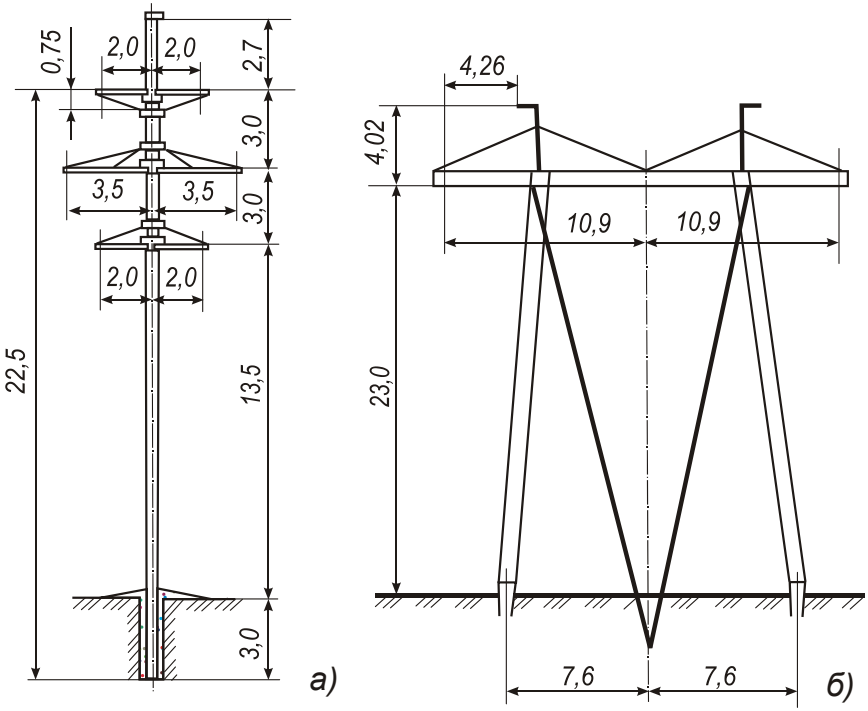


Рис. 1.9. Промежуточные железобетонные опоры:
а) одностоечная свободностоящая двухцепная 110 кВ;
б) портальная с оттяжками одноцепная 500 кВ

Металлические опоры применяют на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Эти опоры требуют большого количества металла и регулярной окраски для защиты от коррозии. Металлические опоры, собранные в виде пространственных решётчатых конструкций, устанавливают на железобетонных фундаментах. Эти опоры по конструкции делятся на башенные, или одностоечные (рис. 1.1) и портальные (рис. 1.10, а), а по способу закрепления на фундаментах на свободно стоящие опоры (рис. 1.1 и 1.11) и опоры на оттяжках (рис. 1.10, а–в). Число типов металлических опор велико. Наиболее распространенная конструкция опоры 500 кВ – портал на оттяжках (рис. 1.10, а). Для линий 750 кВ применяются опоры портальные на оттяжках и У-образные опоры типа «Набла» с расщеплёнными оттяжками. Для использования на линиях 1150 кВ в конкретных условиях разработан ряд конструкций опор – портальные, V-образные, с вантовой траверсой. Основным типом промежуточных опор линий 1150 кВ являются V-образные опоры на от-

тяжках с горизонтальным расположением проводов (рис. 1.10, б) Линию постоянного тока напряжением 1500 (±750) кВ Экибастуз – Центр проектируют на металлических опорах (рис. 1.10, в).

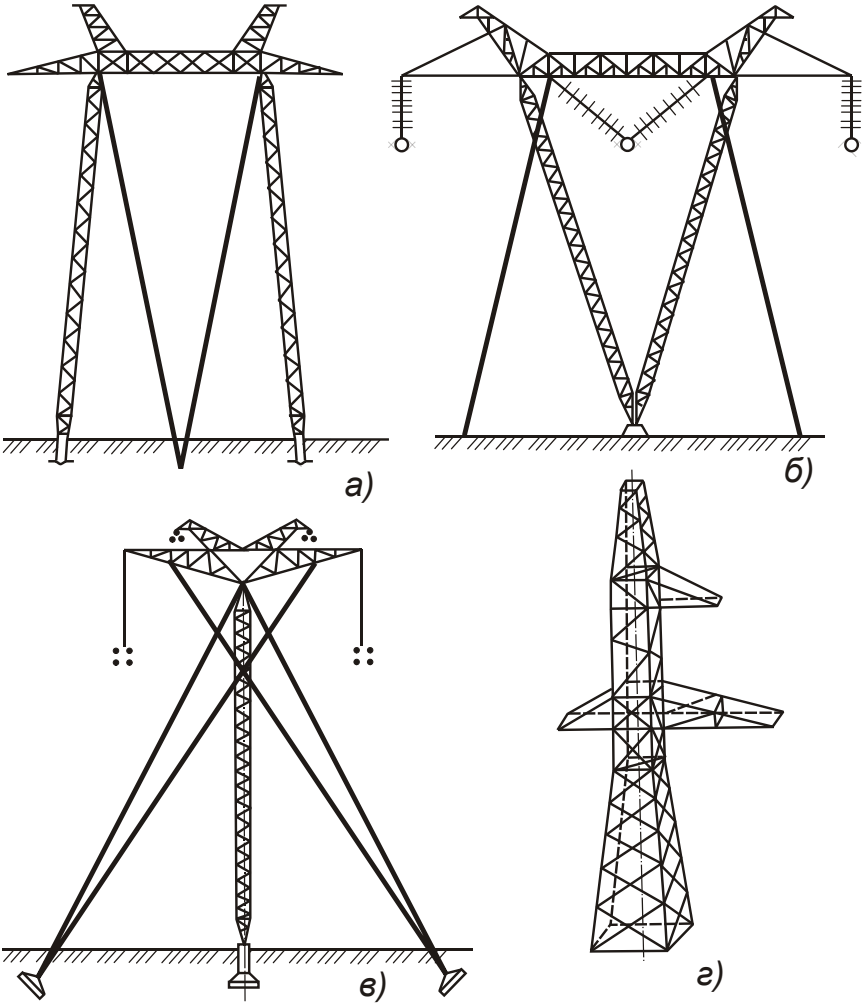


Рис. 1.10. Металлические опоры:
а) промежуточная одноцепная на оттяжках 500 кВ; б) промежуточная V-образная 1150 кВ; в) промежуточная опора ВЛ постоянного тока 1500 кВ; г) элементы пространственных решетчатых конструкций

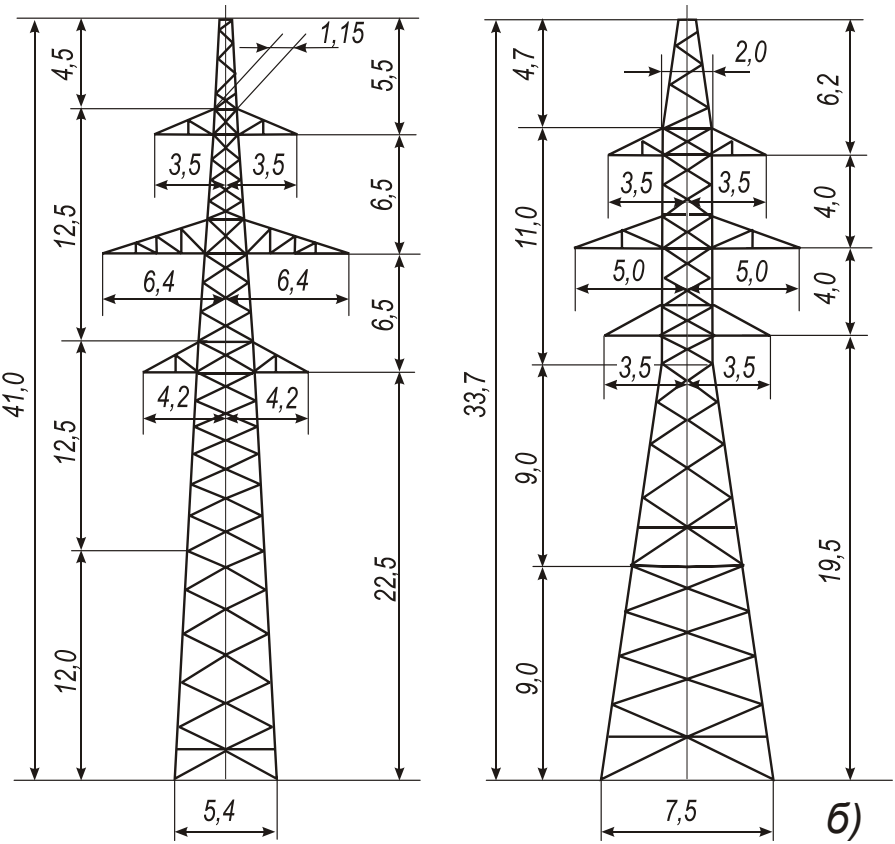


Рис. 1.11. Металлические свободностоящие двухцепные опоры:
а) промежуточная 220 кВ; б) анкерная угловая 110 кВ

В России проведена унификация металлических и железобетонных опор для ВЛ напряжением 35–330 кВ, которая позволяла значительно сократить число типов опор и их деталей и организовать серийное производство этих опор, что удешевило сооружение линий.

Располагать провода ВЛ можно различными способами (рис. 1.12). В России принято располагать провода на опорах:

– треугольником для ВЛ 20 кВ и одно цепных ВЛ 35–330 кВ с металлическими и железобетонными опорами (рис. 1.12, а)

– горизонтально для ВЛ 35–220 кВ с деревянными опорами и на ВЛ 330 кВ, которое предпочтительно в гололёдных районах (рис. 1.12, б);

– обратной ёлкой (рис. 1.12, в);

– бочкой (шестиугольником) для двухцепных ВЛ 35–330 кВ на металлических и железобетонных опорах (рис. 1.12, г).

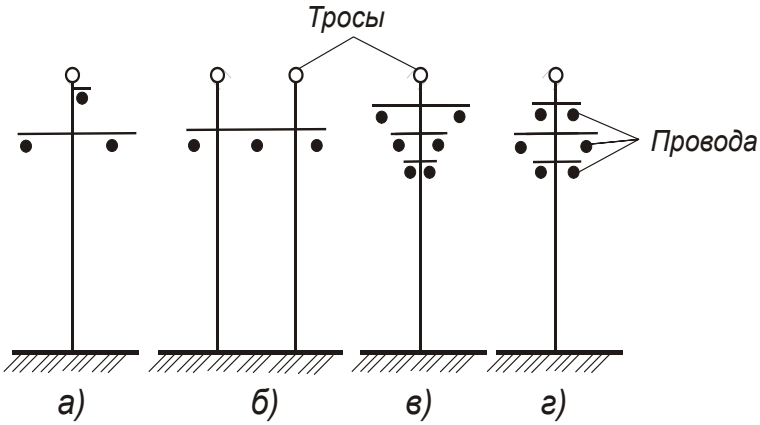


Рис. 1.12 – Расположение проводов и тросов на опорах: а) по вершинам треугольника; б) горизонтальное; в) обратная ёлка; г) бочка

Стальные решетчатые опоры отличаются большим весом, низкой вандалоустойчивостью, требуют больших затрат на сборку и установку и занимают большую площадь, что не позволяет их применение в стесненных условиях. Железобетонные стойки для опор ВЛ не учитывают изменения норм по проектированию опор ВЛ, появления новых технологий и повышенных требований к надежности ВЛ в соответствии с ПУЭ седьмого издания. Ущерб от аварий на существующих ВЛ, построенных на опорах недостаточно совершенной конструкции, составляет в ряде случаев сотни миллионов рублей. Указанные недостатки могут быть преодолены путем применения опор ВЛ нового поколения на базе стальных многогранных стоек.

*Стальные многогранные опоры (*СМО) отличает высокая надежность и долговечность по сравнению с железобетонными стойками, повышенная устойчивость при гололедно-ветровых и коррозионных воздействиях, повышенная скорость установки и вандалоустойчивость (рис. 1.13).

Преимущества многогранных опор ЛЭП:

– сроки строительства. Сроки строительства ВЛ на многогранных опорах имеют двух- четырехкратное преимущество перед ВЛ на железобетонных и решетчатых опорах. Это обусловлено снижением трудозатрат за счёт увеличенных пролетных расстояний,

простоты установки многогранных опор, а также малого количества сборочных элементов. Сборка опоры исключительно проста. Сначала с помощью лебедок стыкуются секции стойки – нижняя со второй, вторая с третьей и т. д. Обычно бригада из 7–8 человек тратит на это около 1 часа. Затем к стойке крепятся траверсы. На это уходит менее часа. Установка опоры на фундамент производится обычным краном, так как опоры компактны и имеют небольшой вес. Опора крепится к фундаменту с помощью болтов;

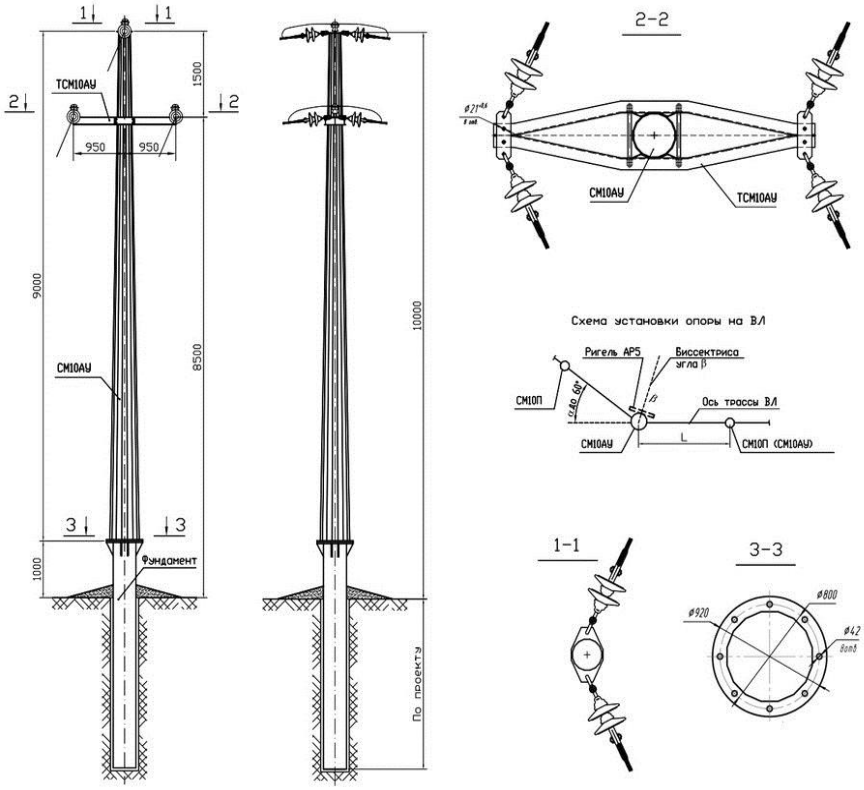


Рис. 1.13. Стальная многогранная опора

– экономическая эффективность**.** С использованием дисконтированного денежного дохода, экономический эффект при строительстве ЛЭП на многогранных опорах составляет 12–15 % по сравнению с бетонными и 40–45 % по сравнению с решетчатыми. Это обусловлено увеличением пролетных расстояний, снижением

затрат на транспортировку и строительно-монтажные работы, а также более низкими затратами на эксплуатацию, более длительным сроком службы, низкими затратами на ликвидацию и утилизацию. Преимущества СМО возрастают при строительстве ЛЭП в северных и отдаленных районах;

– транспортабельность**.** Многогранные опоры отличает низкая стоимость транспортировки: в 1,5–2 раза дешевле решетчатых, и в 3–4 раза дешевле железобетонных опор. Длина секций 12 м позволяет использовать для перевозок стандартный габаритный транспорт. Телескопическая конструкция опор позволяет при транспортировке размещать одни секции внутри других;

– малый землеотвод**.** При применении многогранных опор затраты на постоянный землеотвод снижаются примерно в 2 раза. По сравнению с железобетонными опорами выигрыш обеспечивается за счёт меньшего количества опор при равном отводе на одну опору, а по сравнению с решетчатыми – за счёт меньшего отвода под одну опору при примерно равном количестве опор. Сокращаются затраты и на временный землеотвод;

– адаптивность многогранных опор**.** Каждая линия должна строиться с учётом всех особенностей рельефа, климата, социальной значимости и т. п. Проектирование и производство СМО автоматизировано. На стадии проектирования можно рассматривать множество альтернативных вариантов строительства и закладывать в окончательный проект оптимальные решения. Завод-изготовитель в короткий срок организует производство оптимальной опоры для конкретной линии электропередачи;

– надёжность многогранных опор**.** Надежность является комплексным свойством, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость.

По всем этим характеристикам многогранные опоры лучше традиционных:

1) долговечность, в среднем составляет для бетонных опор 30 лет, для решетчатых – 40 лет, а для многогранных – 50 лет;

2) безотказность – по статистике, повреждения ЛЭП на многогранных стойках значительно реже, чем у традиционных опор, на линиях отсутствуют катастрофические разрушения, типичные для железобетонных и металлических решётчатых опор);

3) ремонтопригодность – практически не нуждаются в ремонте, который при необходимости осуществляется в кратчайшие сроки;

4) сохраняемость – способность сохранять в заданных пределах функциональной работоспособности изделия, в течении и после хранения, транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ.

По физико-механическим и электрическим свойствам *композитные опоры* существенно отличаются от железобетонных и стальных. Это обуславливает существенные отличия конструкции ЛЭП на композитных опорах. По утверждениям ряда специалистов, широкое внедрение композитных опор приведёт к необходимости изменения требований к линиям электропередач и их типовых конструкций.

Опоры традиционных конструкций (кроме деревянных) являются проводниками. Это определяет ряд особенностей, связанных с координацией изоляции ЛЭП и распределением её ёмкости и индуктивности. Траверса и грозозащитные тросы (при их наличии) подлежат обязательному заземлению, а к заземлителю предъявляются высокие требования. Опоры, выполненные из стеклопластика, базальтопластика или органопластика являются диэлектриками с высоким показателем электрической прочности. Таким образом сама опора становится изолятором на пути протекания тока «провод-земля». Но, в отличие от деревянных опор, у композитных – диэлектрические свойства не зависят от погодных условий. Это существенным образом упрощает схему изоляции ЛЭП, а в случае низких классов напряжения (до 10 кВ) представляется возможность вообще отказаться от применения изоляторов. ЛЭП на композитных опорах имеет существенно меньшую ёмкость «провод – земля» и «провод – провод», чем ЛЭП на токопроводящих опорах. Также отпадает необходимость в заземлении траверсы опоры. Поскольку для ЛЭП на композитных опорах сближение проводов с траверсой и стойкой не опасны, представляется возможным уменьшить габариты линии. Это обстоятельство может полностью скомпенсировать увеличение габаритов, вызванное гибкостью опор.

Высокие диэлектрические свойства композитных опор существенно улучшают грозоупорность ЛЭП. Это позволяет упростить заземляющие устройства, а в ряде случаев вообще отказаться от них и от грозозащитных тросов. Отсутствие заземлителя существенным образом уменьшает действие блуждающих токов на здания, сооружения, природные объекты. Важно и то, что в случае пробоя или разрушения изолятора, или падения провода на траверсу не возникает короткого замыкания на землю и не происходит отключение линии. В целом, по результатам ряда исследований, проведенных в США, России и Китае, ожидается, что ЛЭП на композитных опорах будет иметь значительно меньшее количество отключений, чем на традиционных. Кроме того, вредное и опасное воздействие ЛЭП на наземные объекты будет сведено к минимуму.

Тем не менее, высокое сопротивление композитных опор обуславливает и некоторые проблемы, в частности склонность к накоплению статического заряда, а также большие значения импульсных перенапряжений в случае прямого попадания молнии в ЛЭП (хотя вероятность такого события существенно снижена). Затрудняется также дистанционная диагностика состояния изоляции ЛЭП по показателю реактивного сопротивления

5. Изоляторы и линейная арматура

Линейные изоляторы служат для изоляции и крепления проводов на ВЛ в распределительных устройствах станций и подстанций. По конструкции изоляторы разделяют на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы применяются на ВЛ напряжением до 1 кВ, 6–10 кВ (рис. 1.14, а) и на ВЛ 20–35 кВ (рис. 1.14, б).

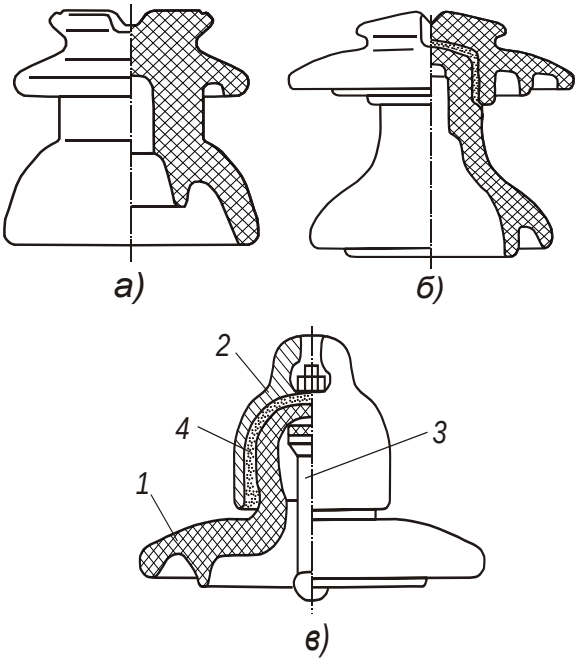


Рис. 1.14. Штыревые и подвесные изоляторы:
а) штыревой 6 – 10 кВ; б) штыревой 20 –35 кВ; в) подвесной тарельчатого типа: 1 – изолирующая часть; 2 – металлическая шапка;
3 – металлический стержень; 4 – цементная связка; 5 – крепежная гайка

Для монтажа проводов малых сечений на линиях с малыми пролетами изоляторы крепятся на крюках из круглой стали, для монтажа линий из проводов больших сечений изоляторы крепятся на штырях, установленных на траверсах. Провода на изоляторе закрепляются при помощи вязальной проволоки. В условном обозначении изолятора буквы и цифры обозначают: Ш – штыревой; Ф(С) – фарфоровый (стеклянный); цифра – номинальное напряжение кВ; последняя буква А, Б, В – исполнение изолятора.

Подвесные изоляторы тарельчатого типа применяют для ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Подвесные изоляторы (рис. 1.14, в) состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей части и металлических – деталей: шапки и стержня соединяемых с изолирующей частью посредством цементной связки. Подвесные изоляторы собирают в гирлянды. Поддерживающие гирлянды монтируют на промежуточных опорах. Количество изоляторов определяется в основном рабочим напряжением линии, кроме того, может учитываться степень загрязнённости атмосферы, материал опор и тип применяемых изоляторов. Например, в поддерживающих гирляндах ВЛ с металлическими и железобетонными опорами 35 кВ должно быть 3 изолятора; 110 кВ – 6–8, 220 кВ – 10–14 и т. д.

К линейной арматуре относятся все приспособления и детали, служащие для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опорам, в зависимости от назначения линейная арматура делится на следующие элементы.

Зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов в гирляндах подвесных изоляторов. Зажимы, как и изоляторы, подразделяются на *поддерживающие* (рис. 1.15, в) и *натяжные* (рис. 1.15, г, д).

На анкерных опорах провода закрепляют наглухо при помощи натяжных зажимов. Провода одной фазы электрически соединены друг с другом отрезком провода в виде петли или шлейфа, свободно висящего под гирляндами.

Существует несколько типов натяжных зажимов: болтовые – для проводов сечением 35–500 мм^2; прессуемые – для сталеалюминевых проводов сечением 300 мм^2 и более; клиновые – для подвески стальных тросов. Соответственно закрепление проводов и тросов в натяжных зажимах осуществляется с помощью нажимных плашек и болтов, спрессовыванием частей зажима на проводе, а также заклиниванием троса между телом зажима и клином под действием тяжения по тросу.

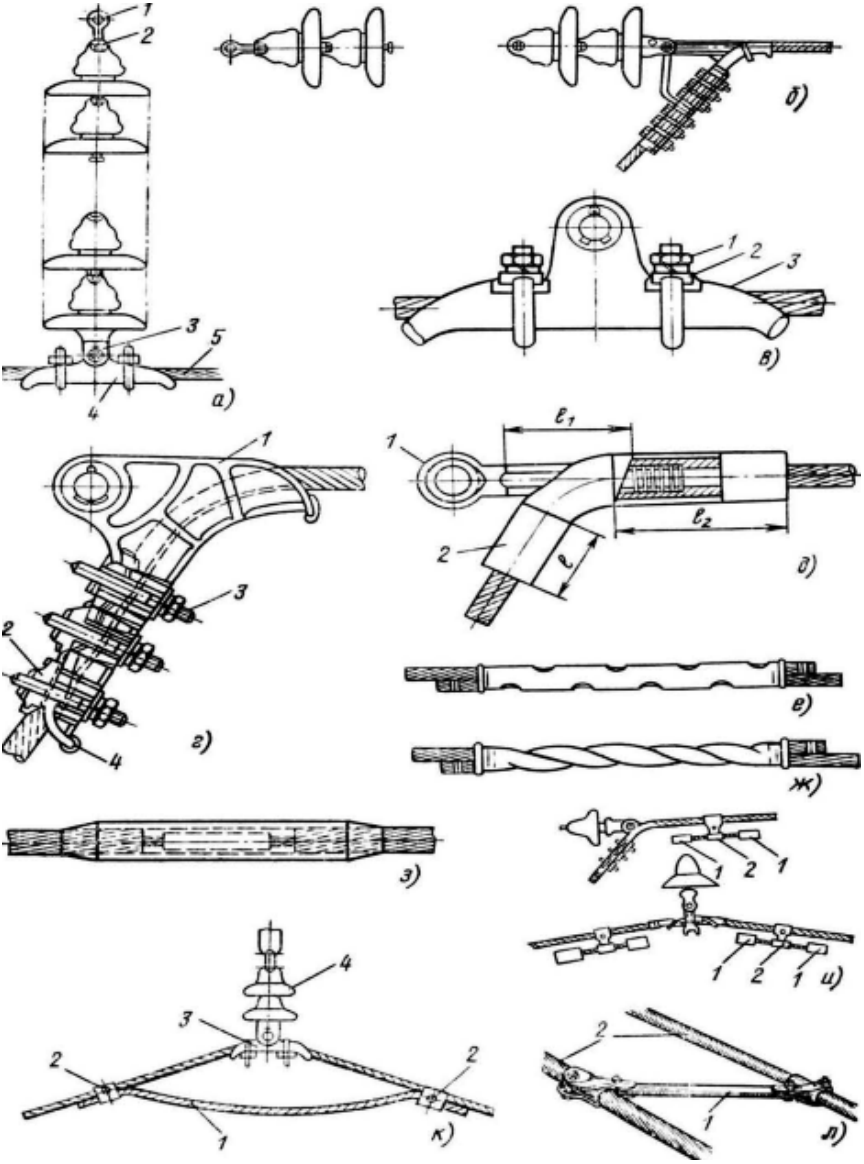


Рис. 1.15. Поддерживающие и натяжные гирлянды изоляторов и линейная арматура:

а) поддерживающая гирлянда изоляторов с глухим зажимом (1 – серьга; 2 – шапка верхнего изолятора; 3 – ушко; 4 – зажим; 5 – провод); б) натяжная гирлянда изоляторов с болтовым зажимом; в) глухой поддерживаю-

щий зажим (1 – болт; 2 – плашка; 3 – корпус зажима); г) болтовой натяжной зажим (1 – корпус; 2 – гайка; 3 – прокладка из алюминия; 4 – плашки); д) прессуемый натяжной зажим (1 – анкер; 2 – алюминиевый корпус); е, ж) соединители овальные с обжатием и с закручиванием; з) соединитель прессуемый; и) подвеска гасителей вибрации у натяжных и поддерживающих зажимов (1 – груз; 2 – стальной трос); к) демпфирующая петля (1 – петля; 2 – болтовой зажим; 3 – поддерживающий зажим); 4 – подвесная гирлянда изоляторов; л) распорка (1 – распорка; 2 – провода фазы)

Для закрепления проходов применяют зажимы глухие (рис. 1.15, а) и зажимы с заделкой ограниченной прочности.

Глухой зажим обеспечивает прочную заделку провода и является основным типом зажимов, применяемых на ВЛ 35–500 кВ. Этот зажим используют на промежуточных опорах, устанавливаемых в населённой местности, на пересечении с линиями связи и освещения, в особо гололедных районах и труднодоступных для ремонта; участках линии. Глухие зажимы изготавливают для проводов всех марок и сечений, для подвески одного, двух и трёх проводов на фазу.

Соединители, подразделяемые на овальные (рис. 1.15, в, ж) и прессуемые (рис. 1.15, з), предназначены для соединения концов проводов.

Овальные соединители применяются для проводов сечением до 185 мм^2 включительно. Соединитель, выполненный из металла, одинакового с соединяемыми проводами, накладывается на провода, уложенные внахлёст, и обжимается с помощью специальных клещей. Сталеалюминевые провода сечением до 95 мм^2 закрепляются в соединителях путем скручивания.

Прессуемые соединители используются для соединения проводов сечением 240 мм^2 и более и стальных тросов всех сечений. Эти зажимы для сталеалюминевых проводов состоят из двух трубок: стальной, предназначенной для соединения стальных жил, и алюминиевой, служащей для соединения наружных алюминиевых жил.

Сращивание медных, алюминиевых и сталеалюминевых проводов может быть осуществлено термической сваркой с последующим спрессовыванием соединителями в механически нагруженных участках линий. Стабильность состояния проводов в пролетах обеспечивается их прессованием в овальном соединении с последующей термической сваркой встык выходящих из зажима концов провода.

Сцепная арматура служит для соединения подвесных изоляторов в гирлянду, для образования нескольких параллельных гир-

лянд изоляторов в одну систему, присоединения гирлянд изоляторов к траверсам опор для сцепления натяжных и поддерживающих зажимов с гирляндами изоляторов или траверсами опор. К сцепной арматуре относятся: скобы, серьги, ушки, промежуточные звенья, регулирующие звенья и коромысла. Арматура изготавливается из оцинкованной стали.

К антивибрационной арматуре относятся гасители вибрации и демпфирующие петли, она служит для предохранения проводов и защитных тросов от повреждений, вызываемых вибрацией.

Гасители вибрации (рис. 1.15, и) состоят из обрезка стального тросика, по концам которого закреплены два чугунных груза, подвешиваются вблизи зажимов. Частота собственных колебаний гасителей во много раз меньше чем провода, и вибрация последнего в результате уменьшается.

Демпфирующие петли (рис. 1.15, к) изготавливаются из проводов той же марки, что и провода ВЛ, их используют для защиты от вибрации алюминиевых и сталеалюминевых проводов малых сечений. Петля крепится по обе стороны поддерживающего зажима у подвесной гирлянды изоляторов.

Фиксирующая арматура служит для фиксации расщепленной фазы. На проводах ВЛ 330–750 кВ применяют распорки (рис. 1.15, л), которые обеспечивают требуемое расстояние между отдельными проводами фазы и предохраняют их от схлёстывания и закручивания.

6. Конструкция кабелей

Кабелями называется одна или несколько окрученных жил, отделённых друг от друга и от земли изоляцией.

Основными составными частями силового кабеля любого напряжения являются:

– токоведущие жилы, которые изготавливаются из медных и алюминиевых проволок;

– изолирующие оболочки;

– защитная оболочка, предохраняющая изоляцию от влаги, кислот и механических повреждений;

Токоведущие жилы из алюминия изготавливаются однопроволочными (сечением до 16 мм^2) и многопроволочными. По числу жил кабели бывают одно-, двух-, трёх- и четырёхжильными. Одножильные кабели применяют в трёхфазных линиях 110 кВ и выше. В линиях на постоянном токе используют одножильные и двухжильные кабели. Кабели в сетях переменного тока до 35 кВ –

трёхжильные (рис. 1.16), до 1 кВ – четырёхжильные, четвёртая жила в сечении меньше, чем остальные (рис. 1.17, а).

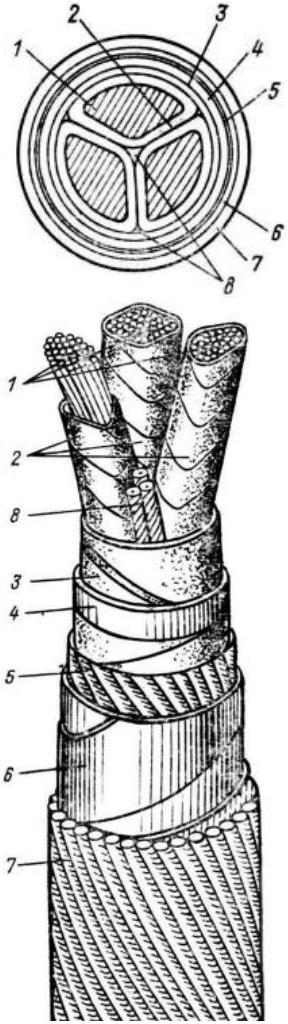


Рис. 1.16. Силовой кабель с бумажной пропитанной изоляцией 1–10 кВ:
1 – медная или алюминиевая токопроводящая жила; 2 – фазная изоляция; 3 – общая поясная изоляция; 4 – свинцовая или алюминиевая оболочка; 5 – подушка под броней; 6 – стальная броня; 7 – защитные покровы; 8 – заполнение из сульфатной бумаги

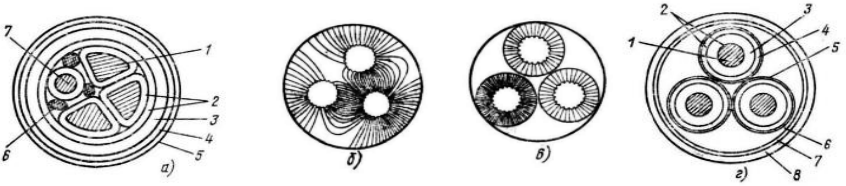


Рис. 1.17. Силовые кабели:
а) четырёхжильный до 1 кВ: 1 – токопроводящая жила, 2 – бумажная фазная и поясная изоляция, 3 – алюминиевая или свинцовая защитная оболочка, 4 – стальная броня, 5 – защитный покров, 6 – бумажное заполнение, 7 – нулевая жила; б – в) электрическое поле в кабеле с поясной изоляцией и экранированными или освинцованными жилами; г) на напряжение 20 – 35 кВ: 1 – токопроводящая жила, 2 – полупроводящие экраны, 3 – фазная изоляция, 4 – свинцовая оболочка, 5 – подушка, 6 – пропитанная кабельная пряжа, 7 – стальная броня, 8 – пропитанная битумом кабельная пряжа

По форме сечения токопроводящие жилы бывают круглыми и секторными. Токопроводящие жилы одножильных кабелей имеют круглую форму, а многожильных кабелей напряжением до 10 кВ включительно и сечением 25 мм^2 и выше – секторную, или сегментную форму.

Изолирующие оболочки выполняются из специальной пропитанной минеральным маслом бумаги, которая накладывается на жилы в виде лент, изготавливаются также кабели с резиновой и полиэтиленовой изоляцией.

Защитные оболочки накладываются поверх изоляции и изготавливаются из алюминия, свинца и поливинилхлорида. Для защиты оболочки от механических повреждений на оболочку накладывают броню из стальных лент или проволок.

Алюминиевая оболочка и стальная броня защищаются от коррозии, химического воздействия и блуждающих токов защитным покровом, который изготавливается из джутовой прослойки или кабельной сульфатной бумаги, на которую еще накладываются поливинилхлоридные ленты. Конструктивные характеристики кабелей отражаются в их марках. Первая буква А показывает материал жил – алюминиевые жилы, отсутствие обозначения – медные. Оболочки кабелей обозначаются буквами: А – алюминиевая, С – свинцовая, В – поливинилхлоридная, Н – резиновая, наиритовая, П – полиэтиленовая.

Кабели 20–35 кВ с бумажной изоляцией изготавливаются о отдельно освинцованными жилами, что позволяет получить

наиболее равномерное электрическое поле (рис. 1.17, б, в). Такие кабели маркируются буквой О.

Защитные покровы обозначаются буквами: Б – стальные ленты, П – плоские стальные оцинкованные проволоки, К – круглые стальные оцинкованные проволоки. Если защитный слой в конструкции брони кабеля отсутствует, то это обозначают буквой Г – голый.

Кроме того, силовые кабели бывают:

а) газонаполненные, применяемые при напряжении 10–110 кВ;

б) маслонаполненные низкого давления, применяемые в сетях переменного тока 110–220 кВ (рис. 1.18, а);

в) маслонаполненные высокого давления, используемые на линиях 220–500 кВ (рис. 1.18, б);

г) с изоляцией из сшитого полиэтилена.

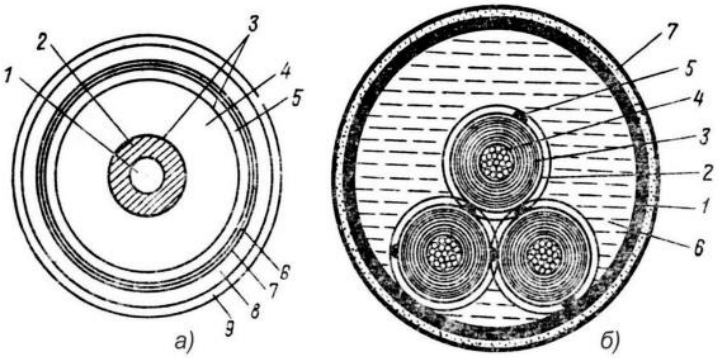


Рис. 1.18. Силовые кабели:

а) маслонаполненный низкого давления 110–220 кВ: 1 – маслопроводящий канал; 2 – полая токопроводящая жила; 3 – экран из лент полупроводящей бумаги; 4 – изоляция; 5 – металлическая оболочка; 6 – подушка из поливинилхлоридных лент; 7 – медные усиливающие ленты; 8 – броня; 9 – защитные покров;

б) маслонаполненный высокого давления 500 кВ: 1 – трубопровод; 2 – медная перфорированная лента; 3 – бумажная изоляция с вязкой пропиткой; 4 – токоведущая жила; 5 – изоляционное масло; 6 – защитный покров

Оборудование и материалы

Планшеты линейной арматуры, сталеалюминевых и алюминиевых проводов различных сечений, подвесная гирлянда стеклянных изоляторов, плакаты.

Указания по технике безопасности

К работе допускаются студенты, прошедшие инструктаж по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры «Автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения», инструкция приведена в Приложении 4. Прохождение инструктажа фиксируется преподавателем в специальном журнале.

Задание

Изучить конструкцию линий электропередачи по теоретическим материалам лабораторной работы и планшетам линейной арматуры, проводов и изоляторов, имеющимся в лаборатории электрических сетей и систем. При выполнении работы в лаборатории ознакомиться с типами опор, линейной арматурой действующих линий электропередачи. Номера контрольных вопросов и вид элемента линии электропередачи для включения в отчёт приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Номера контрольных вопросов и вид элемента линии электропередачи для включения в отчёт

№ вариантов	Номера контрольных вопросов	Элементы линий электропередачи
1	1; 9	Железобетонная одноцепная промежуточная опора
2	2; 15	Конструкции одно- и многопроволочных проводов, полых проводов
3	3; 8	Металлическая двухцепная свободностоящая опора
4	4; 15	Схема анкерного и промежуточных пролетов
5	5; 13	Глухой поддерживающий зажим
6	6; 12	Гаситель вибрации и демпфирующая петля
7	7; 14	Кабель на напряжение до 1 кВ
8	8; 15	Металлическая опора на оттяжках
9	9; 11	Подвесной изолятор
10	2; 10	Штыревой изолятор на деревянной опоре
11	1; 13	Маслонаполненный кабель 110–220 кВ
12	2; 15	Конструкции одно- и многопроволочных, полых проводов
13	3; 14	Кабель на напряжение 35 кВ

14	4; 13	Схема анкерного и промежуточных пролётов
15	5; 12	Серьга и ушко на гирлянде изоляторов
16	9; 12	Железобетонная одноцепная промежуточная опора
17	8; 13	Соединители овальные с обжатием и закручиванием
18	7; 11	Подвесной изолятор
19	8; 14	Металлическая двухцепная свободностоящая опора
20	7; 15	Маслонаполненный кабель 110–500 кВ
21	6; 14	Вариант расположения проводов на опорах
22	5; 12	Гаситель вибрации и демпфирующая петля
23	4; 11	Металлическая опора на оттяжках
24	3; 10	Подвесной и штыревой изолятор
25	2; 9	Железобетонная одноцепная промежуточная опора
26	1; 8	Металлическая двухцепная свободностоящая опора
27	10; 13	Маслонаполненный кабель 110–220 кВ
28	6; 15	Варианты расположения проводов на опорах
29	9; 14	Кабель на напряжении до 1 кВ
30	1; 11	Конструкция одно-, многопроволочных и полых проводов
31	2, 10	Схема анкерного и промежуточных пролётов
32	3,9	Металлическая опора на оттяжках
33	4,8	Схема анкерного и промежуточных пролётов
34	5,7	Соединители овальные с обжатием и закручиванием
35	6, 11	Металлическая двухцепная свободностоящая опора
36	7, 12	Гаситель вибрации и демпфирующая петля
37	8, 13	Кабель на напряжении до 1 кВ
38	9,14	Маслонаполненный кабель 110–220 кВ
39	10,15	Железобетонная одноцепная промежуточная опора

Содержание отчёта

Отчёт должен содержать подробные ответы на контрольные вопросы, а также эскиз конструктивного элемента линии электропередачи. Выбор конкретных вопросов и конструктивного элемента линии электропередачи осуществляется из табл. 1.1 в соответствии с заданным преподавателем номером варианта.

Отчёт выполняется на листах стандартных размеров формата А4, заполненных с одной стороны. Листы нумеруются. В отчёте должен быть приведен список использованных источников.

Контрольные вопросы

1. Конструкции и материалы проводов и тросов ВЛ.
2. Марки и условия применения алюминиевых проводов.
3. Марки и условия применения сталеалюминевых проводов.
4. Назначение анкерных и угловых опор.
5. Назначение промежуточных и транспозиционных опор.
6. Виды расположения проводов на опорах и условия применения различных видов.
7. Условия применения деревянных опор.
8. Условия применения металлических опор.
9. Условия применения железобетонных: опор.
10. Виды изоляторов условные обозначения типов изоляторов.
11. Назначение поддерживающих и натяжных изоляторов, причины, влияющие на число изоляторов.
12. Виды и назначение сцепной и антивибрационной арматуры. Виды и назначение зажимов и соединителей
13. Основные элементы конструкции кабеля и материалы, применяемые при изготовлении кабелей.
14. Виды изоляционных и защитных оболочек кабелей, условные обозначения оболочек в марках кабелей.
15. Различные типы кабелей и область их применения.

Литература: 1, 2, 3.

2. НАТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Цель и содержание:

1) экспериментально исследовать работу электрической сети с односторонним питанием при различных значениях нагрузки;

2) по результатам измерений построить векторные диаграммы токов и напряжений.

Теоретическая часть

Установившейся режим – это режим работы энергетической системы при практически неизменных параметрах режима или очень медленных их изменениях.

Применение векторных диаграмм при расчёте и исследовании установившегося режима позволяет наглядно представлять рассматриваемые процессы и упрощать производимые электротехнические расчёты.

Произведем построение векторной диаграммы для воздушной линии без промежуточных отборов мощности, представленной П-образной схемой замещения (рис. 2.1); поперечные элементы схемы замещения сети не содержат активных проводимостей, т. е. предполагается отсутствие потерь мощности на корону.

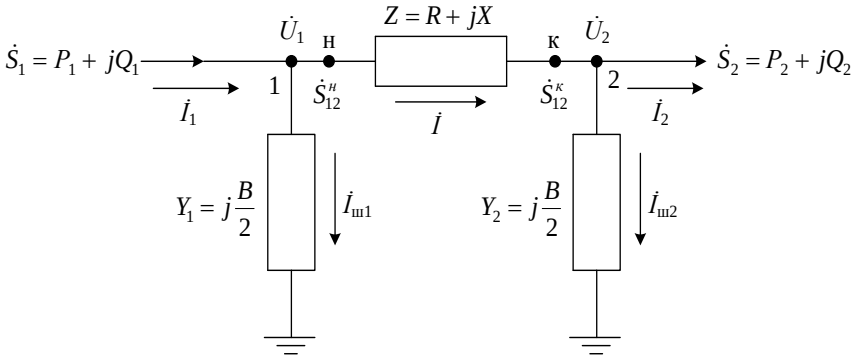


Рис. 2.1. П-образная схема замещения линии электропередачи

Начало и конец участка на схеме обозначены точками «н» и «к» в соответствии с положительным направлением тока $\dot{I}$ в со-

противлении, $Z = R + jX$ линейные напряжения точек 1 и 2 соответственно $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$, фазные токи в шунтах $\dot{I}_{ш1}$ и $\dot{I}_{ш2}$, ток нагрузки $\dot{I}_2$. Существенным условием построения векторной диаграммы является предположение о характере нагрузки в узле 2 ($\dot{S}_2$). Состав потребителей реальных узлов комплексной нагрузки в большинстве случаев может быть представлен активным $R_н$ и индуктивным $X_н$ сопротивлением, т.е. соответствует выражению $\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2$. Это означает, что ток нагрузки $\dot{I}_2$ отстает от напряжения в узле $\dot{U}_2$, угол сдвига φ_2 между током и фазным напряжением определяется соотношением между $R_н$ и $X_н$ (P_2 и Q_2).

Сориентируем оси комплексной плоскости для изображения синхронно вращающихся векторов параметров электрического режима так, чтобы вещественная ось совмещалась с вектором напряжения конца передачи, т. е. $\dot{U}_2 = U_2 \cdot e^{j0°}$ (рис. 2.2).

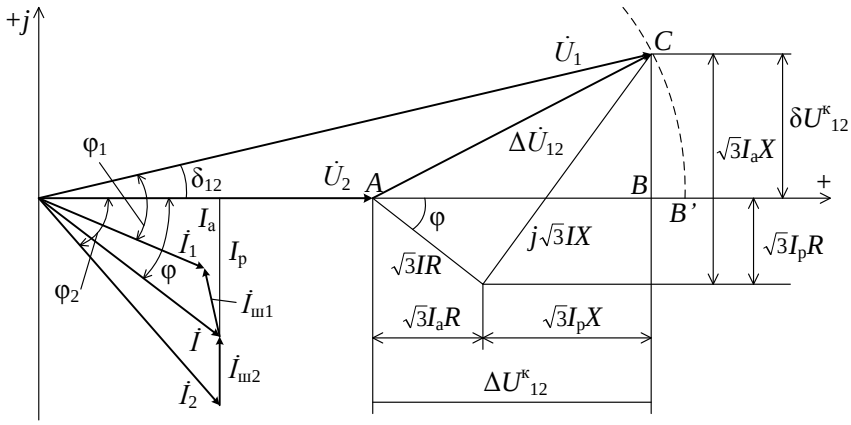


Рис. 2.2. Векторная диаграмма токов и напряжений участка сети по данным конца передачи

Ток в шунте Y_2 определяется следующим образом:

$$\dot{I}_{ш2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \dot{U}_2 \cdot Y_2 = j \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \dot{U}_2 \cdot \frac{B}{2}, \qquad (2.1)$$

т. е. опережает вектор $\dot{U}_2$ на угол $\pi/2$.

В соответствии с первым законом Кирхгофа

$$\dot{I} = \dot{I}_2 + \dot{I}_{ш2}.$$

Напряжение в начале участка сети определится как напряжение в конце участка плюс падение напряжения в сопротивлении Z:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot Z = \dot{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot R + \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot X. \qquad (2.2)$$

Учитывая разложение вектора тока на активную I_a и реактивную I_p составляющие в виде

$$\dot{I} = I_a - jI_p,$$

где $I_a = I \cdot \cos\varphi$, $I_p = I \cdot \sin\varphi$, можно записать

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \left(I_a - jI_p\right) \cdot \left(R + jX\right) = \\ &= \dot{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \left(I_a \cdot R + I_p \cdot X\right) + j\sqrt{3} \cdot \left(I_a \cdot X - I_p \cdot R\right) \end{aligned}. \qquad (2.3)$$

Здесь $\sqrt{3} \cdot \left(I_a \cdot R + I_p \cdot X\right) = \Delta U_{12}^k$ – продольная составляющая падения напряжения, направленная вдоль вектора $\dot{U}_2$; $\sqrt{3} \cdot \left(I_a \cdot X - I_p \cdot R\right) = \delta U_{12}^k$ – поперечная составляющая падения напряжения, направленная перпендикулярно вектору $\dot{U}_2$. На рис. 2.2 продольная составляющая ΔU_{12}^k изображается отрезком АВ, а поперечная δU_{12}^k – отрезком ВС. Обе составляющие получены по данным конца передачи. Итак, если $\dot{U}_2 = U_2 \angle 0°$, то

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta U_{12}^k + j\delta U_{12}^k = U_1 \cdot e^{j\delta_{12}},$$

где δ_{12} – угол вектора $\dot{U}_1$ по отношению к вектору $\dot{U}_2$.

Угол и модуль вектора $\dot{U}_1$ напряжения начала передачи определяются из формул:

$$\delta_{12} = arctg \frac{\delta U_{12}^k}{U_2 + \Delta U_{12}^k}, \qquad (2.4)$$

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 + \Delta U_{12}^k\right)^2 + \left(\delta U_{12}^k\right)^2}. \qquad (2.5)$$

Введенные понятия и соотношения проиллюстрированы на рис. 2.2. Чтобы закончить построение векторной диаграммы, надо получить вектор тока $\dot{I}_{ш1}$, шунта Y_1. Он опережает вектор $\dot{U}_1$ на угол $\pi/2$ и равен

$$\dot{I}_{ш1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \dot{U}_1 \cdot Y_1 = j \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \dot{U}_1 \cdot \frac{B}{2}. \qquad (2.6)$$

Ток в начале участка равен $\dot{I}_1 = \dot{I} + \dot{I}_{ш1}$. Он отстает от вектора $\dot{U}_1$ на угол φ_1.

Обычно нагрузка в конце электропередачи задается не в виде тока, а в виде мощности $\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2$. Учитывая, что $P_{12}^k = \sqrt{3} \cdot I_a \cdot U_2$, $Q_{12}^k = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot U_2$, легко получить выражения для продольной и поперечной составляющих падения напряжения через мощности:

$$\Delta U_{12}^k = \frac{P_{12}^k \cdot R + Q_{12}^k \cdot X}{U_2}, \qquad (2.7)$$

$$\delta U_{12}^k = \frac{P_{12}^k \cdot X + Q_{12}^k \cdot R}{U_2}. \qquad (2.8)$$

Векторная диаграмма позволяет анализировать различные режимы работы линии электропередачи. В частности, из векторной диаграммы хорошо видно, что при активно-ёмкостном характере мощности нагрузки напряжение в конце участка может оказаться выше, чем в начале (рис. 2.3).

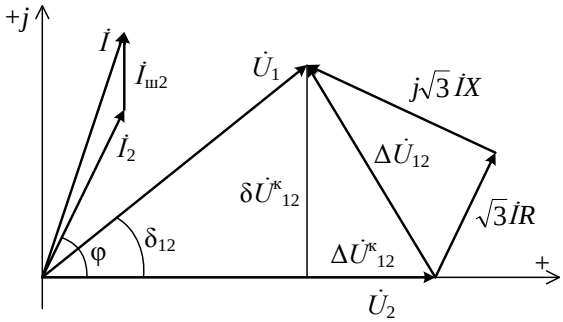


Рис. 2.3. Векторная диаграмма токов и напряжений участка при ёмкостном характере нагрузки

Особый интерес представляет случай работы ЛЭП на холостом ходу.

Режим холостого хода линии электропередачи возникает при отключении электрической нагрузки, при включении линии под напряжением в первые часы после ее монтажа, а также в период

синхронизации (включении на параллельную работу) электрических систем посредством объединяющей их ЛЭП. В данном режиме падение напряжения в ЛЭП определяется исключительно емкостным (зарядным) током в шунте линии $\dot{I}_{ш2}$. Тогда напряжение в конце линии всегда выше, чем в начале (рис. 2.4).

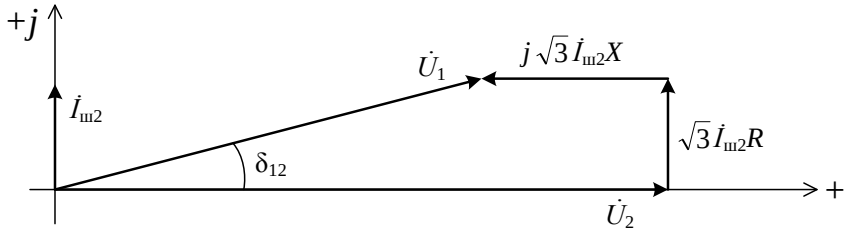


Рис. 2.4. Векторная диаграмма напряжений ЛЭП на холостом ходу

Соответствующие формулы связи между напряжениями начала и конца следующие:

$$\dot{U}_1 = U_2 - \sqrt{3} \cdot I_{ш2} \cdot X + j\sqrt{3} \cdot I_{ш2} \cdot R, \qquad (2.9)$$

если $\dot{I}_{ш2} = jI_{p2}$ и $\dot{U}_2 = U_2 \angle 0°$, то

$$\dot{U}_1 = U_2 - \sqrt{3} \cdot I_{p2} \cdot X + j\sqrt{3} \cdot I_{p2} \cdot R, \qquad (2.10)$$

$$\dot{U}_1 = U_2 - \frac{Q_{ш2} \cdot X}{U_2} + j\frac{Q_{ш2} \cdot R}{U_2}, \qquad (2.11)$$

где $Q_{ш2} = U_2^2 \cdot B/2 = \sqrt{3} \cdot I_{p2} \cdot U_2$ – зарядная мощность в конце ЛЭП.

При анализе режимов работы ЛЭП используются два понятия: падение напряжения и потеря напряжения. Падение напряжения ΔU_{12} – это векторная разность напряжения по концам участка сети – $\dot{U}_1 - \dot{U}_2$ (на векторной диаграмме рис. 2.2 изображается отрезком АС), а потеря напряжения – разность модулей $U_1 - U_2$ (отрезок АВ').

Оборудование и материалы

Обозначение	Наименование	Тип	Параметры
G1	Трёхфазный источник питания	201.2	400 В ~ ; 16 А
A1	Трёхфазная трансформаторная группа	347.1	3x80 ВА; 242, 235, 230, 126, 220, 133, 127/230 В (звезда)

A4	Модель линии электропередачи	313.2	400 В ~ ; 3х0,5 А
A5	Активная нагрузка	306.1	220/380 В; 50 Гц; 3х50 вар
A6	Индуктивная нагрузка	324.2	220/380 В; 50 Гц; 3х40 вар
A7	Ёмкостная нагрузка	317.2	220/380 В; 50 Гц; 3х40 вар
A8	Коммутатор измерителя мощностей	349	5 положений
P1	Измеритель мощностей	507.2	15; 60; 150; 300; 600 В 0.05; 0.1; 0.2; 0.5 А
P2	Блок мультиметров	508.2	0…1000 В; 0…10 А; 0…20 МОм

Указания по технике безопасности

К работе на стендах допускаются студенты, прошедшие инструктаж по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры, инструкция приведена в Приложении 4. Прохождение по технике безопасности фиксируется преподавателем в специальном журнале.

Задание

Соедините аппаратуру в соответствии с электрической схемой соединений, показанной на рис. 2.5. Предварительно убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от электропитания и соедините гнезда защитного заземления устройств, используемых в эксперименте, с гнездом «PE» источника G1.

Значения параметров элементов электрической сети задаются преподавателем индивидуально для каждого студента в соответствии с табл. 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1

Исходные данные

	R	*L*	*C*
Линия N1			

Таблица 2.2

Исходные данные

	P, Вт	Q_L	Q_C
Нагрузка N1			

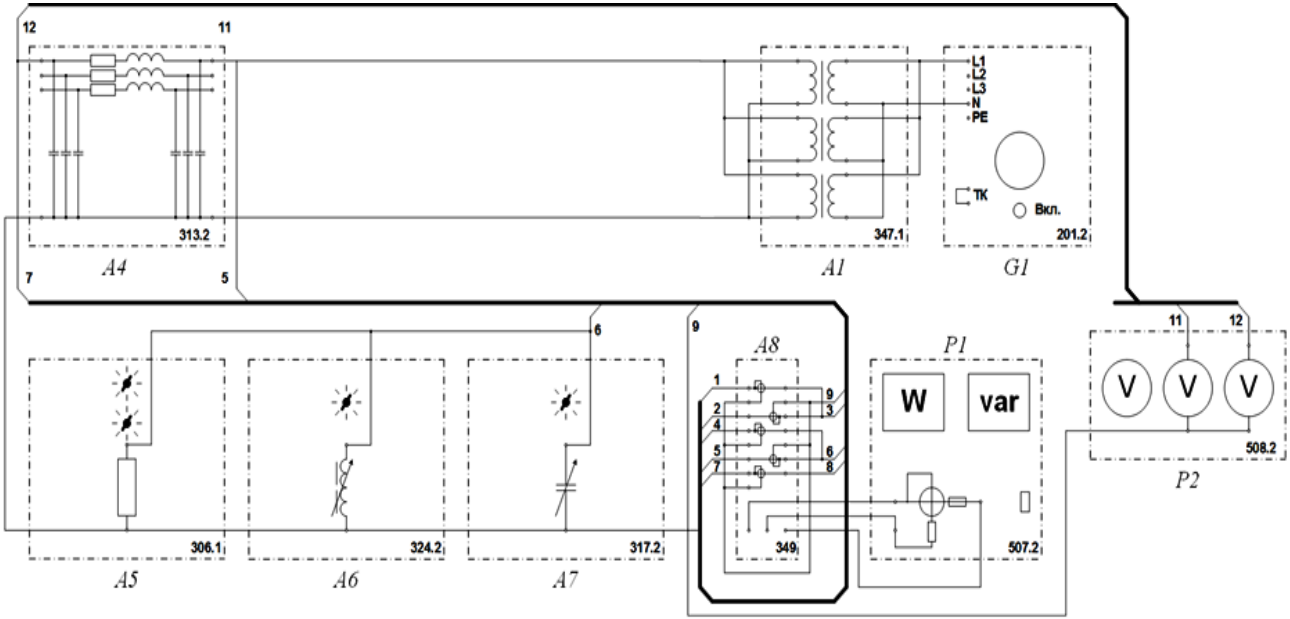


Рис. 2.5. Электрическая схема соединения

1. Включите выключатели «СЕТЬ» измерителя мощностей P1 и блока мультиметров P2.

2. Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должны сигнализировать светящиеся лампочки.

3. Проведите измерения напряжений и потоков мощности в начале и в конце моделируемой линии при различных значениях мощности реактивной нагрузки. Результаты измерений внесите в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Результаты измерений напряжений

Напряжение, В	Мощность реактивной нагрузки, %								
	Q_C				Q	Q_L			
	100	75	50	25	0	25	50	75	100
U_1									
U_2									
P_1									
Q_1									
P_2									
Q_2									

4. Постройте (в масштабе) векторные диаграммы токов и напряжений для участка сети, при разном характере нагрузки. Выделите (отметьте) отрезок, соответствующий потере напряжения.

5. Постройте измерения напряжений в начале и в конце моделируемой линии, работающей в режиме холостого хода (ток нагрузки $I=0$). Сравните величины падения напряжения на модели линии электропередачи Блока А4 при различных значениях продольной составляющей схемы замещения линии электропередачи. Результаты измерений внесите в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Результаты измерений напряжений

	$C/2$, мкФ			
	0	0,18	0,4	0,58
U_1				
U_2				

6. Постройте (в масштабе) векторную диаграмму напряжений для моделируемой лини, работающей в режиме холостого хода (при $C/2$ = 0,58 мкФ). Выделить (отметить) отрезок, соответствующий потере напряжения.

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.
2. Принципиальные схемы экспериментальной установки.
3. Схемы замещения участка сети с параметрами электрического режима.
4. Таблицы экспериментальных и расчётных данных.
5. Графики, характеризующие зависимости, полученные в ходе измерений.
6. Векторные диаграммы напряжения (для режима с активно-индуктивной / активно-ёмкостной нагрузкой и режима холостого хода линии), построенные в масштабе.
7. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Отчёт должен содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы.

Контрольные вопросы

1. Когда возникает режим холостого хода? В чём состоит его особенность для протяженных линий?
2. Почему в режиме холостого хода напряжение в конце линии превышает напряжение в ее начале?
3. Как получить зависимость превышения напряжения в режиме холостого хода линии от ее протяженности?
4. В чём причина отставания по фазе вектора напряжения в конце линии от вектора напряжения в ее начале?
5. Сформулируйте алгоритм построения векторной диаграммы для установившегося режима ЛЭП.

Литература: 1, 2, 3.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ ПРОСТЕЙШЕЙ РАЗОМКНУТОЙ СЕТИ

Цель:

1) исследовать режим работы простейшей разомкнутой электрической сети;

2) сопоставить параметры режима, полученные на модели электрической сети и в результате «ручного расчёта».

Теоретическая часть

Разомкнутыми называют такие сети, которые питаются от одного пункта и передают электрическую энергию к потребителю только в одного направлении.

В разомкнутой сети поддержание необходимого уровня напряжения на зажимах электроприемников в различное время суток без специальных устройств затруднительно. По этим причинам, несмотря на свою простоту, разомкнутые сети не всегда являются оптимальными, что особенно сказывается при высоком уровне нагрузок и большом числе присоединенных электроприемников.

Расчёт установившихся режимов состоит в определении напряжений в узловых точках, токов и мощностей в отдельных элементах сети. Применительно к рассматриваемым здесь линиям расчёт заключается в определении неизвестных мощностей напряжений в начале или конце линии на основе законов Ома и Кирхгофа.

Для линий, которые в схемах замещения представляются практически всеми параметрами, характерны два вида расчёта режимов: по данным конца и данным начала. На практике такими являются воздушные линии напряжением 110–220 кВ и кабельные напряжением 35 кВ и выше. При расчёте по данным конца заданными являются параметры линии, напряжение и мощность в конце линии. Задача состоит в определении напряжения и мощности в начале линии U_1 и S_l (рис. 3.1). Расчёт ведётся в следующей последовательности.

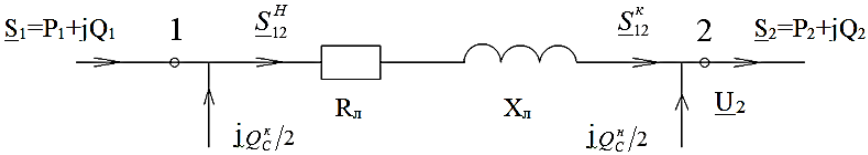


Рис. 3.1. Схема замещения воздушной линии напряжением 110 кВ

Вначале на основании 1-го закона Кирхгофа рассчитывается мощность в конце продольной части схемы замещения линии $\underline{S}_{12}^{K}$:

$$\underline{S}_{12}^{K} = P_{12}^{K} + jQ_{12}^{K} = P_2 + j\left(Q_2 - Q_C^K/2\right). \qquad (3.1)$$

Далее определяются потери мощности в сопротивлениях линии:

$$\Delta\underline{S}_{Л} = \Delta P_{Л} + j\Delta Q_{Л} = \frac{\left(S_{12}^{K}\right)^2}{U_2^2}\cdot\left(R_{Л} + jX_{Л}\right). \qquad (3.2)$$

Затем находится мощность $\underline{S}_{12}^{H}$:

$$\underline{S}_{12}^{H} = P_{12}^{H} + jQ_{12}^{H} = \underline{S}_{12}^{K} + \Delta\underline{S}_{Л} = P_{12}^{K} + \Delta P_{Л} + j\left(Q_{12}^{K} + \Delta Q_{Л}\right). \qquad (3.3)$$

И, наконец, мощность $\underline{S}_1$:

$$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P_{12}^{H} + j\left(Q_{12}^{H} - Q_C^H/2\right). \qquad (3.4)$$

Напряжение в начале линии определяется по мощности $\underline{S}_{12}^{K}$, и напряжению U_2:

$$\underline{U}_1 = U_2 + \frac{P_{12}^{K}\cdot R_{Л} + Q_{12}^{K}\cdot X_{Л}}{U_2} + j\frac{P_{12}^{K}\cdot X_{Л} - Q_{12}^{K}\cdot R_{Л}}{U_2}. \qquad (3.5)$$

Это выражение показывает, что напряжение начала и конца линии отличаются параметром, называемым падением напряжения. Оно имеет две составляющие:

– продольную: $\Delta\underline{U}_{12}^{K} = \dfrac{P_{12}^{K}\cdot R_{Л} + Q_{12}^{K}\cdot X_{Л}}{U_2}$;

– поперечную: $\delta\underline{U}_{12}^{K} = \dfrac{P_{12}^{K}\cdot X_{Л} - Q_{12}^{K}\cdot R_{Л}}{U_2}$.

Модуль напряжения в начале линии можно найти по выражению

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 + \Delta U_{12}^{K}\right)^2 + \left(\delta U_{12}^{K}\right)^2}. \qquad (3.6)$$

При расчёте по данным начала заданными являются напряжение в начале линии U_1 мощность в конце S_2 (см. рис. 3.1). В дан-

ном случае невозможно последовательно от конца линии к началу или наоборот определить неизвестные U_2 и S_1. При решении такой задачи обычно применяют приближённый *расчёт в два этапа.*

На первом этапе ведётся расчёт мощностей. Он осуществляется в той же последовательности, что и по данным конца, т. е. по формулам (3.1–3.4). Единственное отличие состоит в том, что вместо U_2 подставляется его начальное приближение, обычно принимаемое равным $U_н$.

На втором этапе по мощности $S_{12}^н$ и заданному напряжению U_1 определяется напряжение U_2 и его модуль U_2

$$\underline{U}_2 = U_1 + \frac{P_{12}^H \cdot R_Л + Q_{12}^H \cdot X_Л}{U_1} + j\frac{P_{12}^H \cdot X_Л - Q_{12}^H \cdot R_Л}{U_1}; \qquad (3.7)$$

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 + \Delta U_{12}^H\right)^2 + \left(\delta U_{12}^H\right)^2}.$$

Оборудование и материалы

Обозначение	Наименование	Тип	Параметры
G1	Трёхфазный источник питания	201.2	400 В ~ ; 16 А
A1	Трёхфазная трансформаторная группа	347.1	3x80 ВА; 242, 235, 230, 126, 220, 133, 127/230 В (звезда)
A2	Линейный реактор	314.2	0,5 А; 3x0,3 Гн / 8 Ом
A3,A4	Модель линии электропередачи	313.2	400 В ~ ; 3x0,5 А
A5	Активная нагрузка	306.1	220/380 В; 50 Гц; 3x50 вар
A6	Индуктивная нагрузка	324.2	220/380 В; 50 Гц; 3x40 вар
A7	Ёмкостная нагрузка	317.2	220/380 В; 50 Гц; 3x40 вар
A8	Коммутатор измерителя мощностей	349	5 положений
P1	Измеритель мощностей	507.2	15; 60; 150; 300; 600 В 0.05; 0.1; 0.2; 0.5 А
P2	Блок мультиметров	508.2	0…1000 В; 0…10 А; 0…20 МОм

Указания по технике безопасности

К работе на стендах допускаются студенты, прошедшие инструктаж по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры, инструкция приведена в Приложении 4. Про-

хождение по технике безопасности фиксируется преподавателем в специальном журнале.

Задание

Соедините аппаратуру в соответствии с электрической схемой соединений, показанной на рис. 3.2. Предварительно убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от электропитания и соедините гнезда защитного заземления устройств, используемых в эксперименте, с гнездом “PE” источника G1.

Для данной схемы необходимо выполнить расчёт параметров установившегося электрического режима (напряжения, мощностей, токов) на основе законов (соотношений) теории электрических цепей. Результаты расчёта сопоставить с параметрами режима, измеренных на физической модели.

Значения параметров элементов электрической сети задаются преподавателем индивидуально для каждого студента в соответствии с табл. 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1

Исходные данные

	R, Ом	*L*, Гн/Ом	*C*, мкФ
Линия N1			
Линия N2			
Линия N3			

Таблица 3.2

Исходные данные

	P	Q_C	Q_L
Нагрузка N1			
Нагрузка N2			
Нагрузка N3			

1. Включите выключатели «СЕТЬ» измерителя мощностей P1 и блока мультиметров P2.
2. Включите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должны сигнализировать светящиеся лампочки.
3. Проведите измерения напряжений и потоков мощности в начале и в конце моделируемых линий (Блоки A2, A3, A4).
4. Вычислите токи (начала и конца) в моделируемых линиях по данным измерений мощности и напряжений.

$$I_н = \frac{\dot{S}_1}{\sqrt{3}U_1}; \; I_к = \frac{\dot{S}_2}{\sqrt{3}U_2}. \qquad (3.8)$$

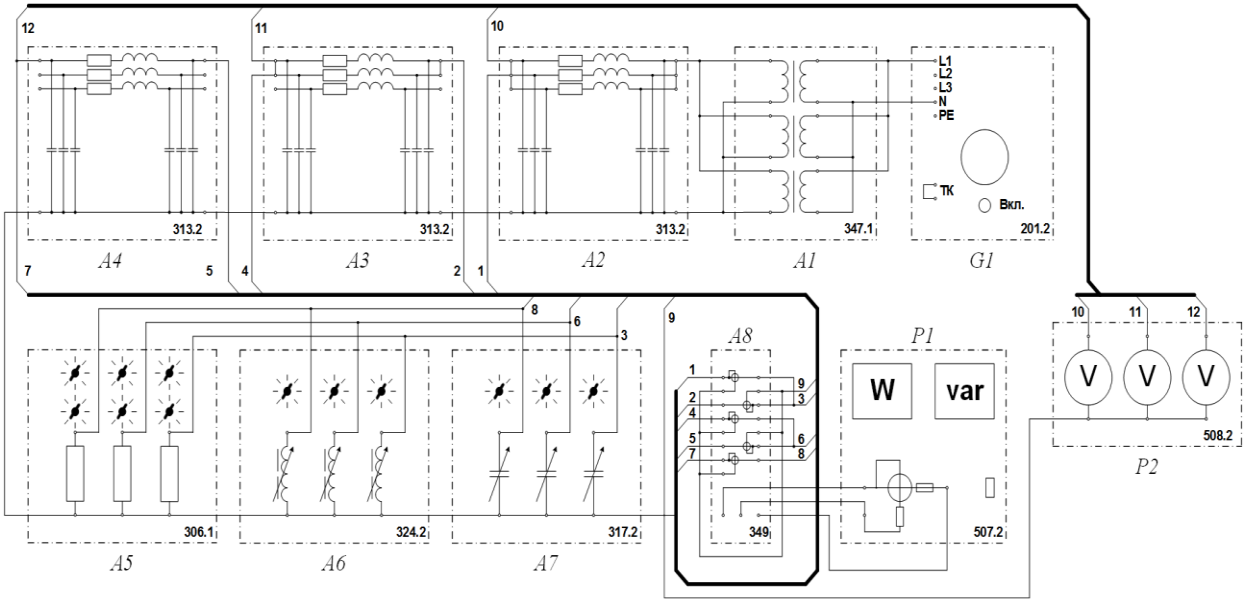


Рис. 3.2. Электрическая схема соединения

5. Результаты измерений и расчётов внести в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Результаты измерений и расчётов

	1	2	3	4	5
P					
Q					
U					
I					

6. Проведите расчёт в два этапа рассматриваемой цепи (исходные данные нагрузки согласно табл. 3.2, напряжение $\underline{U}_1$).

7. Сопоставьте значения напряжения «ручного расчёта» и измеренные значения и определить среднюю относительную погрешность расчётов по формуле:

$$\varepsilon_{ср} = \frac{1}{\text{n}} \cdot \frac{\left| U^{расч} - U^{изм} \right|}{U^{изм}} \cdot 100\% \cdot \qquad (3.9)$$

8. Вычислите ток линии по закону Ома (формула 3.10). Сравнить с результатом, полученным в пункте 1.

$$I_{12} = \frac{U_1 - U_2}{Z_1}. \qquad (3.10)$$

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.
2. Принципиальные схемы экспериментальной установки.
3. Схемы замещения участка сети с параметрами электрического режима.
4. Расчёт электрического режима участка сети.
5. Таблицы экспериментальных и расчётных данных.
6. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Отчёт должен содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы.

Контрольные вопросы

1. Какая сеть называется разомкнутой? Каковы преимущества и недостатки разомкнутых сетей?
2. Как определить потокораспределение активной и реактивной мощностей в разомкнутой сети?

3. Как рассчитать напряжение в узлах разомкнутой сети?

4. Какие существуют методы расчёта режимов работы разомкнутых сетей и в чём их сущность?

5. Какова методика построения векторных диаграмм токов и напряжений в разомкнутой сети?

6. Как представляется электрическая сеть при расчёте установившихся режимов? Какие данные необходимы для расчётов?

7. В чём отличие задачи расчёта установившегося режима электрической сети от классической задачи расчёта электрической цепи?

8. При каких условиях установившийся режим трёхфазной электрической сети называется симметричным?

9. В чём состоит отличие понятий «потеря напряжения» и «падение напряжения»? Что называется продольной и поперечной составляющими падения напряжения, отклонением напряжения?

10. Запишите выражение потерь мощности и падения напряжения на участке сети через ток и мощность по данным в начале и конце электропередачи.

11. Из каких этапов состоит итерационный алгоритм расчёта участка (звена) сети по заданной мощности приёмного конца? Запишите основные расчётные выражения алгоритма.

Литература: 1, 2, 3.

4. НАТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Цель – экспериментально исследовать работу электрической сети с двухсторонним питанием при различных значениях нагрузки.

Теоретическая часть

К простым замкнутым сетям относят кольцевые сети и линии с двусторонним питанием. Если кольцевую схему разрезать по источнику питания, то получится линия с двусторонним питанием и равными напряжениями источников. Поэтому расчёт кольцевой сети представляет собой частный случай расчёта режима линии с двусторонним питанием.

Рассмотрим линию с двусторонним питанием, к которой можно преобразовать простую замкнутую сеть (рис. 4.1, *а*).

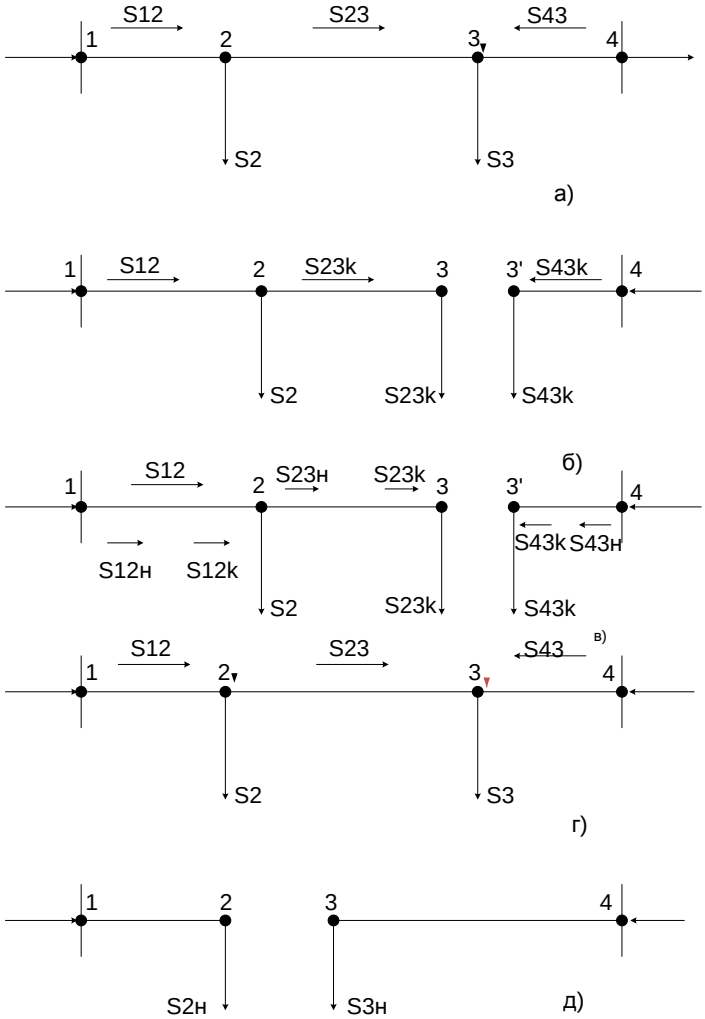


Рис. 4.1. Распределение потоков мощности в замкнутой сети:
а – исходная сеть; *б* – представление сети в виде двух линий; *в* – условные обозначения для расчёта потоков в линиях с учётом потерь мощности; *г* – направление потоков в случае несовпадения точек потокораздела активной и реактивной мощностей; *д* – разделение сети при несовпадении точек потокораздела

Используем расчётные мощности нагрузок подстанции.

При определении потоков $\overline{S}_{12}$, $\overline{S}_{23}$, $\overline{S}_{43}$ пренебрегаем потерями мощности. Следовательно, потоки мощности на головных участках определяются так:

$$\overline{S}_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \overline{S}_k \cdot \overline{Z}_{kn}^*}{\overline{Z}_{1n}^*}, \tag{4.1}$$

$$\overline{S}_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \overline{S}_k \cdot \overline{Z}_{1k}^*}{\overline{Z}_{1n}^*} \tag{4.2}$$

Значение потока мощности $\overline{S}_{k,k+1}$ можно легко найти на основании первого закона Кирхгофа.

Предположим, направления мощностей соответствует точке потокораздела в узле 3, который отмечен залитым треугольником. «Разрежем» линию в узле 3 (см. рис. 4.1, *б*) и рассчитаем потоки мощности в линиях *13* и *43'*, как это делалось для разомкнутых сетей.

На участке *23* потери активной мощности:

$$\Delta P_{23} = \frac{(\overline{S}_{23}^k)^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{23}, \tag{4.3}$$

Потери реактивной мощности

$$\Delta Q_{23} = \frac{(\overline{S}_{23}^k)^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{23}, \tag{3.4}$$

Потери полной мощности

$$\Delta \overline{S}_{23} = \Delta P_{23} + j\Delta Q_{23}, \tag{3.5}$$

Находим значение потока мощности $\overline{S}_{23}^{н}$ на начале участка 23 (рис. 4.1, *в*):

$$\overline{S}_{23}^{н} = \overline{S}_{23}^k + \Delta \overline{S}_{23}.$$

Далее расчёт потоков мощности на участке 12 проводится как для разомкнутых сетей.

Может оказаться, что 1-й этап расчёт кольцевой сети выявит две точки потокораздела: одну – для активной, а другую – для реактивной мощности. Такой случай иллюстрируется на рис. 4.1, *г*, где узел 2 – точка потокораздела для активной, а узел 3 – для реактивной мощности.

В этом случае кольцевая сеть для дальнейшего расчёта может быть также разделена на две разомкнутые линии. Вычислим предварительно потери мощности на участке между точками потокораздела:

$$\Delta P_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{32}, \quad \Delta Q_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{32}.$$

Если теперь принять, что в точке 2 включена нагрузка

$$\bar{S}_2^н = P_2^н + jQ_2^н = P_{12} + j(Q_{12} + Q_{23} + \Delta Q_{32}),$$

А в точке 3 – нагрузка

$$\bar{S}_3^н = P_3^н + jQ_3^н = P_{43} + P_{32} + \Delta P_{32} + jQ_{43}.$$

где P_{32}, Q_{32} – определяются по закону Кирхгофа, то при дальнейшем расчёте можно вместо кольцевой схемы рассматривать две разомкнутые линии (рис. 3.1, *д*).

Оборудование и материалы

Обозначение	Наименование	Тип	Параметры
G1	Трёхфазный источник питания	201.2	400 В ~; 16 А
A1	Трёхфазная трансформаторная группа	347.1	3x80 ВА; 242, 235, 230, 126, 220, 133, 127/230 В (звезда)
A2, A3, A4	Модель линии электропередачи	313.2	400 В ~; 3x0,5 А
A5	Активная нагрузка	306.1	220/380 В; 50 Гц; 3x50 вар
A6	Индуктивная нагрузка	324.2	220/380 В; 50 Гц; 3x40 вар
A7	Ёмкостная нагрузка	317.2	220/380 В; 50 Гц; 3x40 вар
A8	Коммутатор измерителя мощностей	349	5 положений
P1	Измеритель мощностей	507.2	15; 60; 150; 300; 600 В 0.05; 0.1; 0.2; 0.5 А
P2	Блок мультиметров	508.2	0…1000 В; 0…10 А; 0…20 МОм

Указания по технике безопасности

К работе допускаются студенты, прошедшие инструктаж по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры, инструкция приведена в Приложении 4. Прохождение по

технике безопасности фиксируется преподавателем в специальном журнале.

Задание

1. Соедините аппаратуру в соответствии с электрической схемой соединений, показанной на рис. 4.2. Предварительно убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от электропитания и соедините гнезда защитного заземления устройств, используемых в эксперименте, с гнездом «PE» источника G1.

2. Установите переключателем желаемое значение напряжение вторичных обмоток трансформаторов блока A1.

3. Установите переключателями желаемые параметры моделей A1, A2, A3 линии электропередачи и нагрузок A5, A6. Данные занести в табл. 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1

Исходные данные

	R, Ом	*L*, Гн/Ом	*C*, мкФ
Линия N1			
Линия N2			
Линия N3			

Таблица 4.2

Исходные данные

	P	Q_C	Q_L
Нагрузка N1			
Нагрузка N2			

4. Включите выключатели «СЕТЬ» измерителя мощностей P1 и блока мультиметров P2.

5. В
ключите источник G1. О наличии напряжения на его выходе должны сигнализировать светящиеся лампочки.

6. С помощью мультиметров, включенных как вольтметры, блока P2 измерьте напряжение в точках включения нагрузок. Заполните табл. 4.3.

Таблица 4.3

Напряжение в точках включения нагрузок

	Центр питания	Нагрузка N1	Нагрузка N2
U, В			

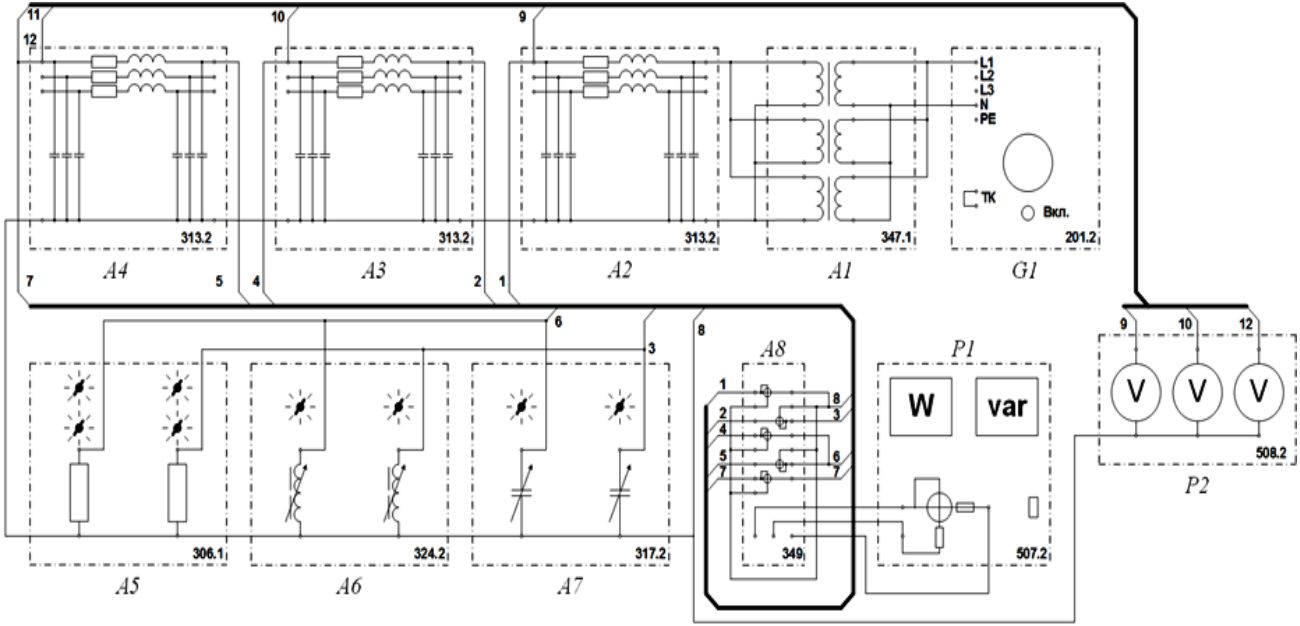


Рис. 4.2. Электрическая схема соединений

7. Меняя положение переключателя А7, с помощью измерителя Р1 определите величины потоков активной и реактивной мощностей в началах и концах линии электропередачи. Заполните табл. 4.4.

Таблица 4.4

Потоки активной и реактивной мощностей в началах и концах линии электропередачи

	$P_{нач}$, Вт	$Q_{нач}$, вар	$P_{кон}$, Вт	$Q_{кон}$, вар	ΔP, Вт	ΔQ, вар
ЛЭП 1						
ЛЭП 2						
ЛЭП 3						

По завершении эксперимента отключите источник G1 и выключатели «СЕТЬ» измерителя мощностей Р1 и блока мультиметра Р2.

Для данной схемы необходимо выполнить расчёт параметров установившегося электрического режима (напряжения, мощностей, токов) на основе законов (соотношений) теории электрических цепей. Результаты ручного расчёта сопоставить с параметрами режима, измеренных на физической модели.

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.
2. Принципиальные схемы экспериментальной установки.
3. Таблицы экспериментальных и расчётных данных.
4. Графики зависимостей, полученных в результате эксперимента и расчёта.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Отчёт должен содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы.

Контрольные вопросы

1. Какая сеть называется замкнутой? Каковы преимущества и недостатки замкнутых сетей? Назовите виды замкнутых сетей.
2. Что понимают под неоднородной сетью?
3. Как определить потокораспределение активной и реактивной мощностей в неоднородной замкнутой сети? (в однородной сети?)
4. Что понимают под точкой раздела мощностей? Как ее определить? В каком случае точки раздела активной и реактивной мощности совпадают?

5. Как рассчитать напряжение в узлах замкнутой сети?

6. Как определить наиболее тяжелый послеаварийный режим замкнутой сети?

7. Как можно изменить потокораспределение активной мощности в замкнутых сетях? (реактивной мощности?)

8. Как определить экономически целесообразное потокораспределение мощности в замкнутых сетях?

9. На каких условиях основано выражение для расчёта распределения мощностей в сети с двусторонним питанием? Напишите это выражение в общем виде.

10. В каком случае протекает уравнительный ток (мощность) в сети с двухсторонним питанием? Как определить их величину и направление?

11. Каковы особенности правила моментов для однородной сети?

12. Как выполняется расчёт режима сети с двусторонним питанием, если точки потокораздела по активной и реактивной мощности не совпадают?

13. Каким образом проверить правильность расчёта токов в сети с двусторонним питанием?

Литература: 1, 2, 3.

5. ПЕРВИЧНОЕ ЗНАКОМСТВО С ПК «RersPC». ПОДГОТОВКА ИСХОДНОЙ СХЕМЫ И РАСЧЁТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Цель – изучить назначение и основные возможности ПК RersPC, получить первичные навыки ввода схемы и расчёта установившегося режима сети.

Теоретическая часть

1. Общая информация о ПК «RersPC»

Программный комплекс «RersPC» позволяет решать следующие задачи:

– производить расчёт потерь электроэнергии в замкнутых и разомкнутых сетях 0,38–110 кВ методом расчётных суток, средних нагрузок, времени наибольших потерь;

– производить расчёт технических и коммерческих потерь в сетях 0,38–6(10) кВ методом оперативных расчётов;

– производить расчёт потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ методом оценки по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;

– производить расчёт потерь электроэнергии в сетях 6–35 кВ методом средних нагрузок;

– производить расчёт условно-постоянных потерь электроэнергии;

– использовать Т-образную схему замещения для представления двухобмоточных трансформаторов при моделировании режимов сети;

– производить расчёт установившегося режима электрических сетей 0,38–110 кВ методом «в два этапа» (для разомкнутых сетей) или методом Ньютона с применением в качестве стартового алгоритма, реализующего метод Зейделя;

– интеграцию с промышленным программным комплексом RastrWin для расчёта установившихся режимов сетей;

– производить расчёт двух- и трёхфазных токов КЗ в сетях 6–35 кВ с учётом и без учёта влияния нагрузки.

– проводить оптимизацию положений регулировочных отпаек ПБВ трансформаторов 6(10)/0,4 кВ и графиков регулирования напряжений в центрах питания сетей 6(10) кВ по критерию минимума потерь электроэнергии с учётом экономических характеристик нагрузок, ограничений на уровни напряжений в узлах сети;

– проводить оптимизацию мест секционирования сетей 6–35 кВ по критерию минимума суммарных потерь мощности или электроэнергии в сетях 6–110 кВ с учётом ограничений на пропускную способность элементов сети и соблюдением требований надежности электроснабжения потребителей;

– производить выбор оптимальных мест разрыва контуров в сетях 110 кВ по критерию минимума суммарных потерь мощности или электроэнергии в сетях 6–110 кВ с учётом ограничений на пропускную способность элементов сети;

– оптимизировать замену трансформаторов 6(10)/0,4 кВ по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии в сетях 6–110 кВ с учётом ограничений на пропускную способность элементов сети, расчёт стоимости и сроков окупаемости этих мероприятий;

– осуществлять оптимизацию замены сечений линий по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии в сетях 6–110 кВ с учётом ограничений на пропускную способность элементов сети;

– производить выбор мест установки и мощности батарей конденсаторов в сетях 0,4–110 кВ по критерию минимума суммарных потерь электроэнергии в сетях 6–110 кВ с учётом ограничений на пропускную способность элементов сети.

К достоинствам комплекса, выделяющим его среди аналогов, можно отнести мощный специализированный векторный графический редактор электрических схем, возможность интеграцией с программами автоматизации энергосбытовой деятельности, ГИС и ОИУК «КОТМИ-NT», широкий спектр решаемых задач, оригинальные методики и алгоритмы расчётов и оптимизации режимов сетей, определения потерь электроэнергии и локализации их коммерческой оставляющей.

2. Ввод схемы сети в ПК RersPC

При запуске программы открывается главное окно программы, изображенное на рис. 5.1. Для начала работы с программным комплексом необходимо открыть существующую схему, либо создать новую.

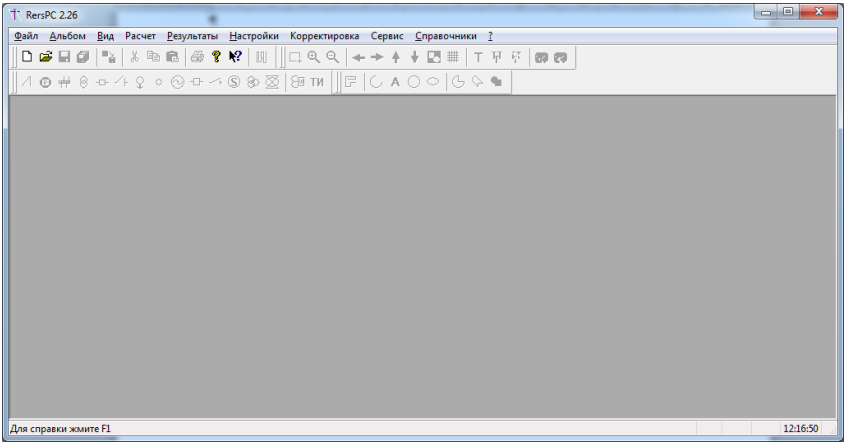


Рис. 5.1. Главное окно ПК RersPC

Рассмотрим процесс создания схемы на примере небольшого фидера 10 кВ, питающего двух потребителей.

Для создания новой схемы необходимо выполнить команду меню «Файл → Создать», либо воспользоваться пиктограммой на главной панели, либо использовать комбинацию «горячих клавиш» «Ctrl+N». После этого в заголовке программы появится

надпись «Безымянный» (рис. 5.2), что свидетельствует о том, что схема еще не сохранена.

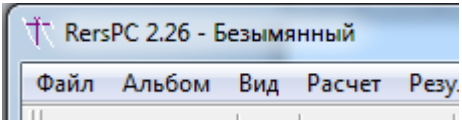


Рис. 5.2. Заголовок новой схемы

Для сохранения схемы необходимо выполнить команду меню «Файл → Сохранить», либо нажать на значок на панели инструментов, либо воспользоваться сочетанием «горячих клавиш» «Ctrl+S». Если схема еще не была сохранена, программа предложить выбрать путь к файлу для сохранения схемы, в противном случае, изменения будут сохраняться в уже выбранный ранее файл.

Примечание. В процессе работы с программой рекомендуется периодически сохранять файл схемы, чтобы не потерять внесенные изменения в случае аварийного завершения программы.

В одном файле могут храниться множество схем. Список схем, хранящихся в файле, отображается в диалоговом окне «Схемы» (рис. 5.3), которое вызывается командой меню «Альбом→Дерево схем…».

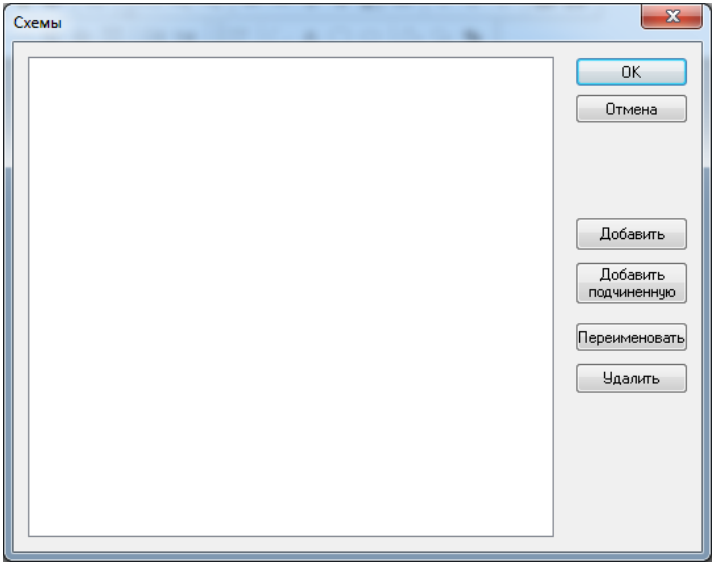


Рис. 5.3. Диалоговое окно схем, хранящихся в файле

Для добавления новой схемы необходимо нажать на кнопку «Добавить» и в открывшемся диалоговом окне ввести название новой схемы (например, «Простой фидер»). После этого, в окне схем появится новая схема с введенным именем (рис. 5.4). Чтобы ее открыть, необходимо выполнить по соответствующей строчке двойной щелчок левой кнопки мыши.

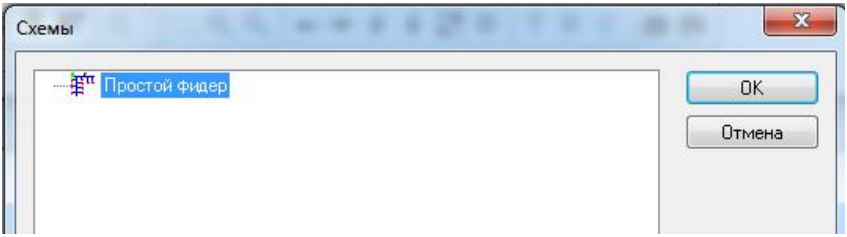


Рис. 5.4. Добавление новой схемы

На экране откроется рабочая область выбранной схемы (рис. 5.5).

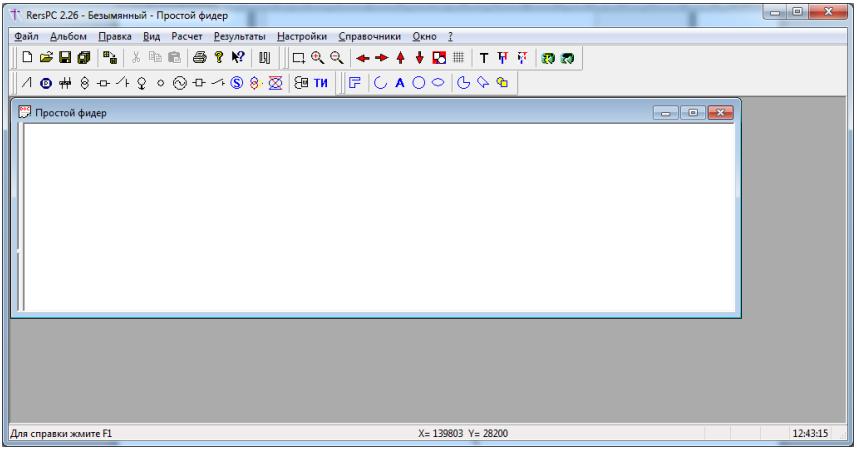


Рис. 5.5. Рабочая область схемы

Ввод схемы осуществляется с помощью панели инструментов «Стандартные элементы сети» (рис. 5.6).

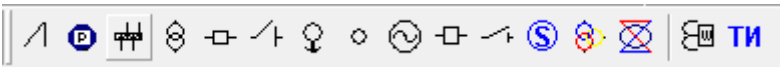


Рис. 5.6. Панель инструментов «Стандартные элементы сети»

В табл. 5.1 приведены названия и краткое описание назначения каждого из инструментов панели инструментов «Стандартные элементы сети».

Таблица 5.1

Названия и краткое описание назначения каждого из инструментов панели инструментов «Стандартные элементы сети»

Пиктограмма	Название инструмента	Назначение инструмента
	Линия	Нанесение на схему воздушных и кабельных линий между узлами и шинами сети одного номинального напряжения
	ТП-пиктограмма	Нанесения на схему трансформаторных подстанций
	Шина	Нанесения на схему шины
	Трансформатор	Нанесение на схему двухобмоточного трансформатора между узлами и шинами сети разного номинального напряжения. Проводится от узла первичного напряжения к узлу вторичного напряжения
	Выключатель-ветвь	Нанесение на схему выключателя между узлами и шинами сети одного номинального напряжения. Выключатель-ветвь представляет собой ветвь с нулевым сопротивлением и возможностью ее отключения через паспорт
	Разъединитель-ветвь	Нанесение на схему разъединителя между узлами и шинами сети одного номинального напряжения. Разъединитель-ветвь представляет собой ветвь с нулевым сопротивлением и возможностью ее отключения через паспорт
	Нагрузка	Нанесение на схему нагрузки в заданном узле
	Генератор	Нанесение на схему источника энергии
	Выключатель на линии	Нанесение на существующую линию выключателя. В отличие от «выключателя-ветви» сопротивление линии с нанесенным выключателем не равно нулю, а задается в паспорте линии
	Разъединитель на линии	Нанесение на существующую линию разъединителя. В отличие от «разъединителя-ветви» сопротивление линии с нанесенным разъединителем не равно нулю, а задается в паспорте линии
	Источник питания	В настоящей версии RersPC не используется, оставлено для обратной совместимости с предыдущими версиями программы

	Трёхобмоточный трансформатор	Нанесение на схему трёхобмоточного трансформатора между узлами и шинами сети трёх разных номинальных напряжений. Проводится от узла высшего напряжения к узлу среднего напряжения, а затем к узлу низшего напряжения
	Пиктограмма	В настоящей версии RersPC не используется, оставлено для обратной совместимости с предыдущими версиями программы
	Счётчик электроэнергии	В настоящей версии RersPC не используется. Зарезервировано для последующих версий программы
ТИ	Телеизмерения	Нанесение на схему телеизмерений, поступающий от оперативно-измерительного комплекса

Введем с помощью нее схему небольшого фидера 10 кВ, питающего две подстанции, изображенную на рис. 5.7.

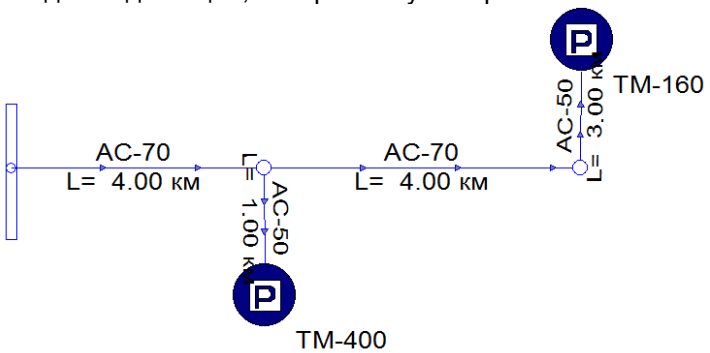


Рис. 5.7. Схема фидера

Начнём ввод с шины центра питания. Для этого выберем на панели инструментов значок и щелкнем по нему один раз. Пиктограмма инструмента поменяется на , что свидетельствует о том, что инструмент выбран. Переместим курсор мыши в рабочее пространство схемы и выполним щелчок мыши в том месте, где хотим, чтобы находилась начальная точка шины. Перемещая курсор мыши влево, вправо, вверх и вниз, выберем конечную точку рисуемой шины и снова выполним щелчок левой кнопки мыши. Откроется диалоговое окно «Параметры узла» (рис. 5.8), в котором нужно выбрать номинальное напряжение узла, его номер и наименование.

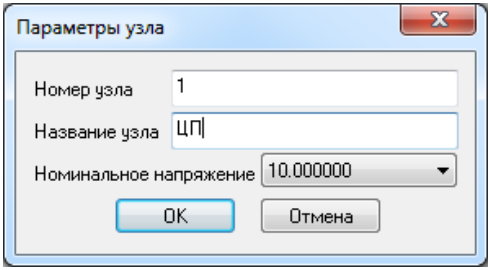


Рис. 5.8. Диалоговое окно «Параметры узла»

Если шина нарисована не совсем так, как хотелось бы (не в том месте рабочего пространства или не под тем углом), можно отредактировать ее положение. Для этого необходимо выполнить щелчок правой кнопки мыши по ее контуру и в открывшемся контекстном меню выбрать команду «Корректировка → Переместить» или «Корректировка → Вращать» (рис. 5.9), в зависимости от того, какую операцию необходимо выполнить.

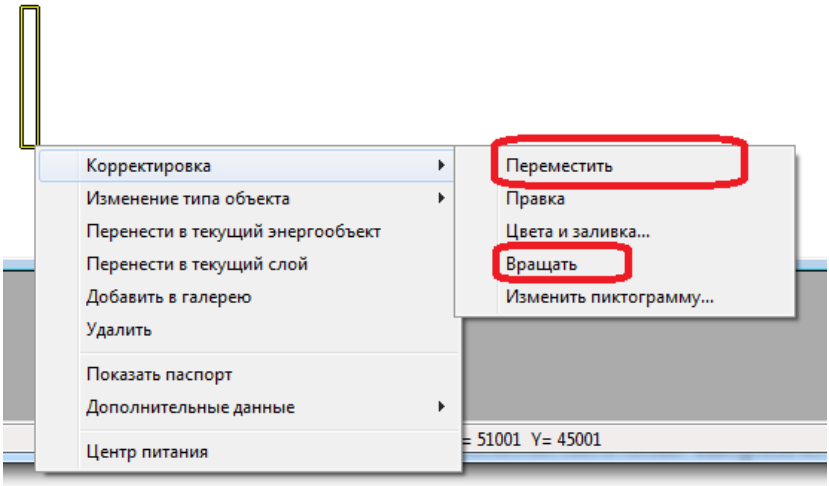


Рис. 5.9. Корректировка изображения шины

Далее введем два узла отпаек. Для этого на панели инструментов выберем пиктограмму ○ и щелкнем левой кнопкой мыши в нужном месте рабочего пространства схемы. Снова откроется диалоговое окно «Параметры узла», в которые необходимо ввести соответствующие параметры. Аналогично шине, положение узла

можно изменить через его контекстное меню «Корректировка → Переместить».

Нарисуем подстанции. Для этого на панели инструментов щелкнем левой кнопкой мыши по значку . Откроется диалоговое окно, изображенное на рис. 5.10, в котором необходимо выбрать номинальное напряжение трансформатора, его тип, название подстанции и значок для ее отображения на схеме.

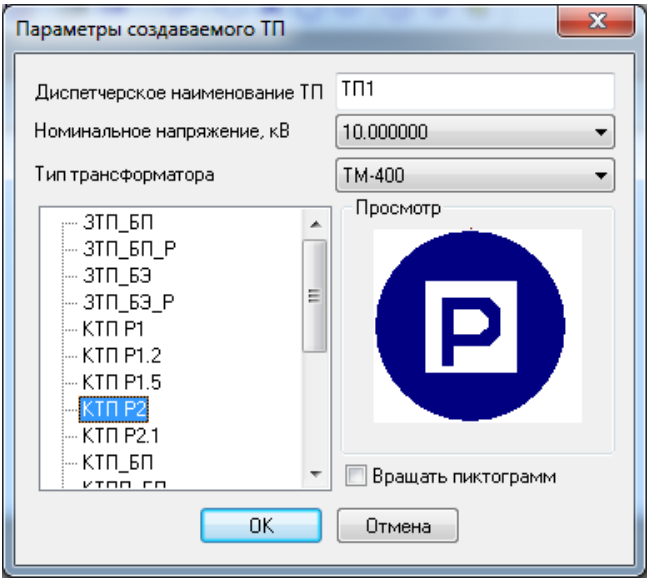
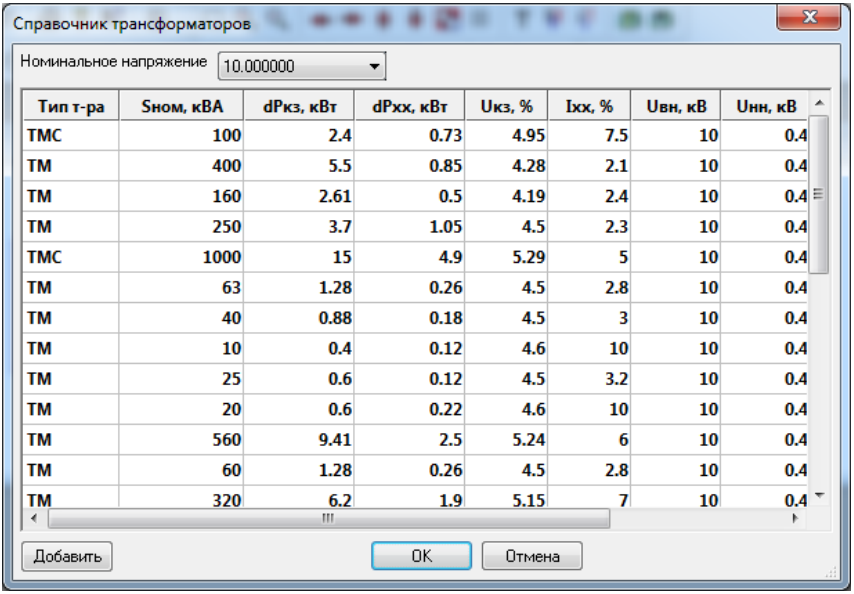


Рис. 5.10. Создание ТП

После нажатия кнопки «ОК» необходимо щелкнуть левой кнопкой мыши в нужном месте рабочего пространства схемы.

Примечание. Если нужного нам трансформатора нет в выпадающем списке, необходимо его добавить в справочник трансформаторов. Для этого нужно нажать на кнопку «Отмена» и выполнить команду меню «Справочники→Трансформаторы…», и в открывшемся окне (рис. 5.11) добавить справочные данные по нужному трансформатору.

Зададим мощности нагрузок подстанций. Для этого необходимы щелкнуть левой кнопкой мыши по контуру значка подстанции и в открывшемся контекстном меню выбрать команду «Открыть схему» (рис. 5.12).



Тип т-ра	Sном, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Uкз, %	Iхх, %	Uвн, кВ	Uнн, кВ
ТМС	100	2.4	0.73	4.95	7.5	10	0.4
ТМ	400	5.5	0.85	4.28	2.1	10	0.4
ТМ	160	2.61	0.5	4.19	2.4	10	0.4
ТМ	250	3.7	1.05	4.5	2.3	10	0.4
ТМС	1000	15	4.9	5.29	5	10	0.4
ТМ	63	1.28	0.26	4.5	2.8	10	0.4
ТМ	40	0.88	0.18	4.5	3	10	0.4
ТМ	10	0.4	0.12	4.6	10	10	0.4
ТМ	25	0.6	0.12	4.5	3.2	10	0.4
ТМ	20	0.6	0.22	4.6	10	10	0.4
ТМ	560	9.41	2.5	5.24	6	10	0.4
ТМ	60	1.28	0.26	4.5	2.8	10	0.4
ТМ	320	6.2	1.9	5.15	7	10	0.4

Рис. 5.11. Справочник трансформаторов

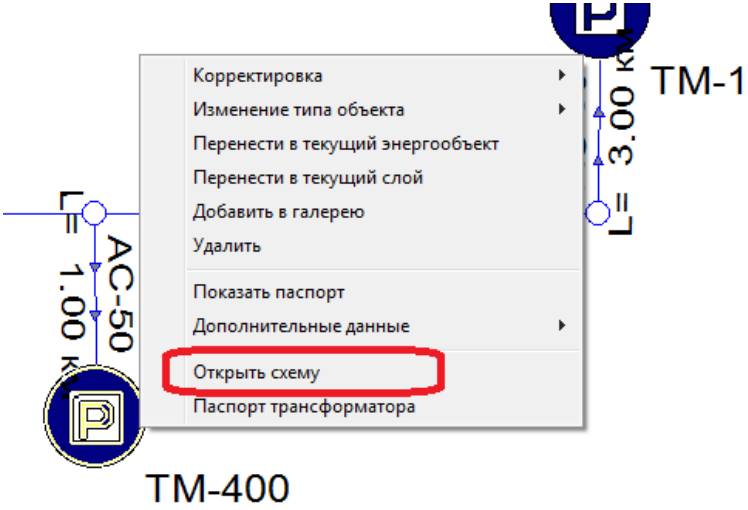


Рис. 5.12. Открытие схемы подстанции

Откроется схема подстанции (рис. 5.13).

Примечание. Для перемещения по рабочему листу и выравнивания схемы подстанции по центру, используйте кнопки на панели инструментов, либо сочетания «горячих клавиш» клавиатуры «Shift+←», «Shift+→», «Shift+↑», «Shift+↓»

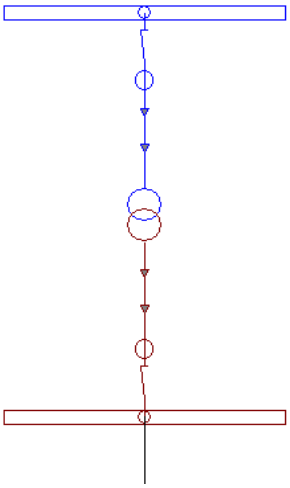


Рис. 5.13. Схема подстанции

Как видно из приведенного рисунка, по умолчанию схема подстанции включает в себя один трансформатор. При необходимости, схему подстанции можно отредактировать, нарисовав в ней второй трансформатор, дополнительные шины или коммутационные аппараты.

Щелкнем правой кнопкой мыши по контуру нагрузки (изображена стрелкой), и в открывшемся контекстном меню (рис. 5.14) выберем команду «Показать паспорт».

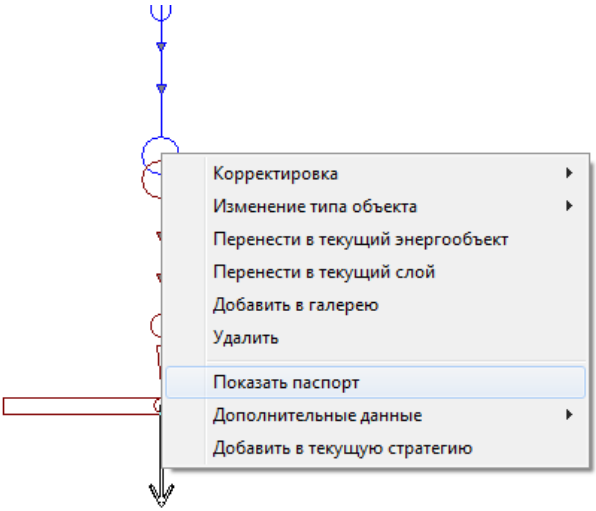


Рис. 5.14. Контекстно меню нагрузки

Откроется диалоговое окно параметров нагрузки (рис. 5.15).

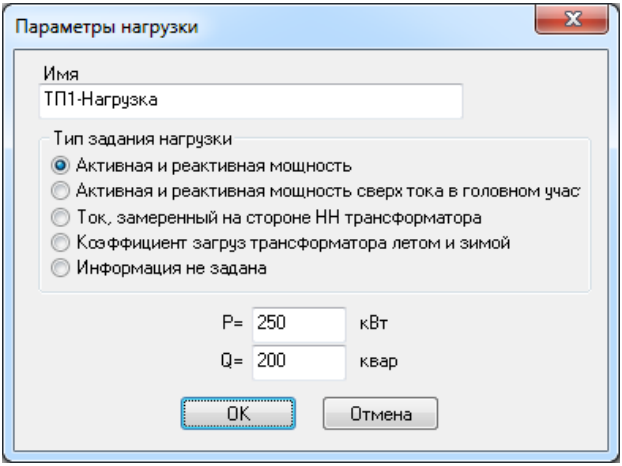


Рис. 5.15. Диалоговое окно параметров нагрузки

Для первой подстанции зададим нагрузку 250 кВт, 200 квар, для второй – 130 кВт, 100 квар.

Нарисуем линии. Для этого на панели инструментов выберем значок , переместим курсор мыши на шину центра питания, выберем место присоединения линии и щелкнем левой кнопкой мыши. Далее переместим курсор мыши к узлу первой отпайки и щелкнем правой кнопкой мыши. Откроется диалоговое окно «Параметры линии» (рис. 5.16), в котором необходимо выбрать тип провода и длину линии.

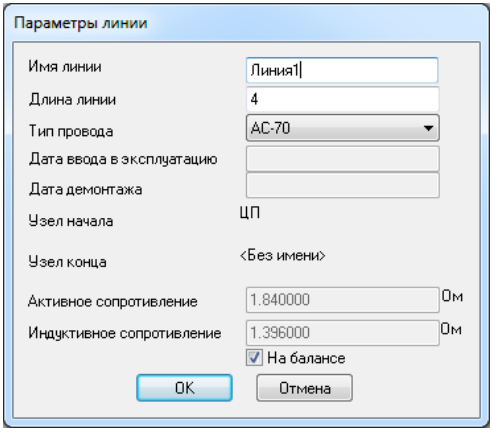
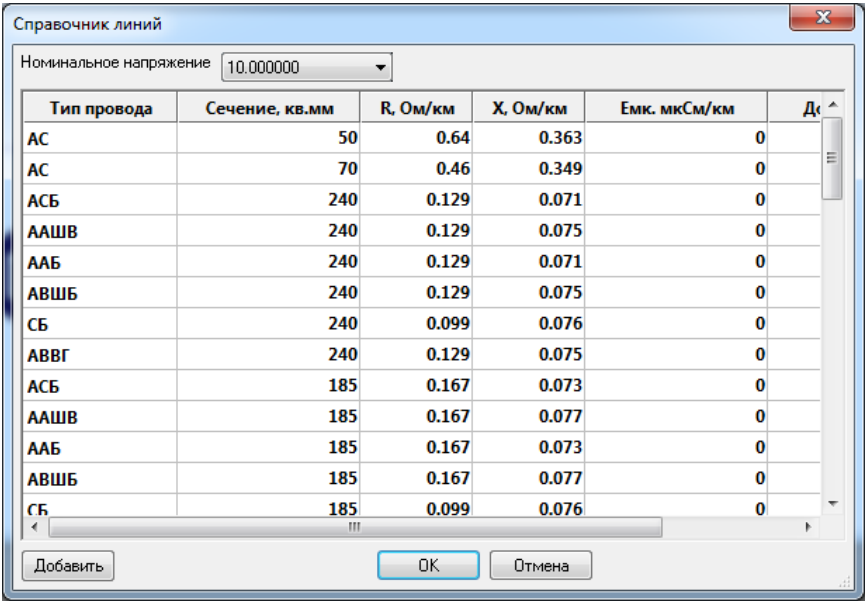


Рис. 5.16. Параметры линии

Примечание. Если нужный тип провода отсутствует в выпадающем списке, его необходимо добавить в справочник проводов. Для этого необходимо выполнить команду меню «Справочники→Провода…» и в открывшемся окне (рис. 5.17) добавить справочную информацию по недостающему проводу.



Тип провода	Сечение, кв.мм	R, Ом/км	X, Ом/км	Емк. мкСм/км	Дс
АС	50	0.64	0.363	0	
АС	70	0.46	0.349	0	
АСБ	240	0.129	0.071	0	
ААШВ	240	0.129	0.075	0	
ААБ	240	0.129	0.071	0	
АВШБ	240	0.129	0.075	0	
СБ	240	0.099	0.076	0	
АВВГ	240	0.129	0.075	0	
АСБ	185	0.167	0.073	0	
ААШВ	185	0.167	0.077	0	
ААБ	185	0.167	0.073	0	
АВШБ	185	0.167	0.077	0	
СБ	185	0.099	0.076	0	

Рис. 5.17. Справочник типов проводов

3. Расчёт режима

После того как схема фидера нарисована и заданы мощности нагрузок подстанций, можно выполнить расчёт режима. Для этого необходимо с помощью правой кнопки мыши, держа зажатой клавишу «Ctrl» выделить линию, отходящую от центра питания и противоположный узел, как показано на рис. 5.18.

Затем необходимо выполнить команду меню «Расчёт → Расчёт установившегося режима». Откроется диалоговое окно, изображенное на рис. 5.19, в котором необходимо задать напряжение в центре питания.

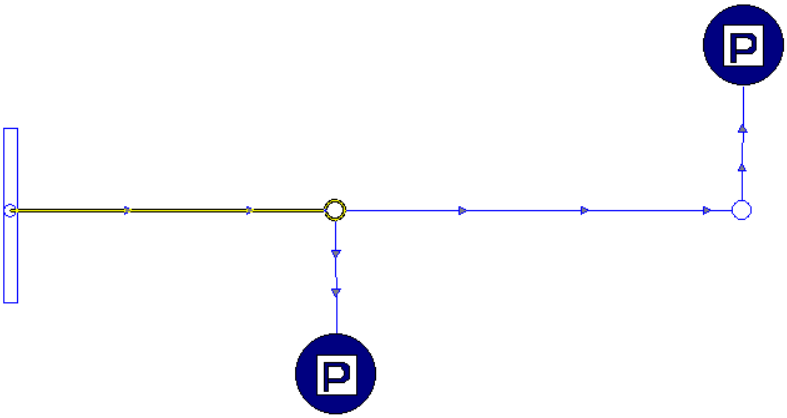


Рис. 5.18. Выбор головного участка фидера

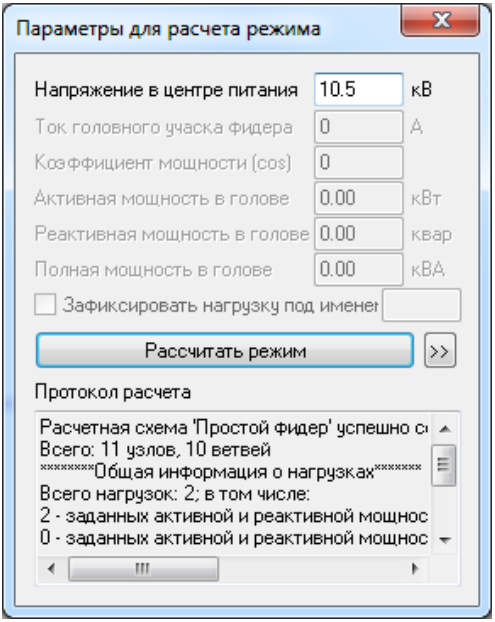


Рис. 5.19. Параметры расчёта режима

Примечание. Кроме того, здесь же можно настроить параметры расчёта режима (рис. 5.20) (через команду «>> → Параметры расчёта режима»), посмотреть расчётную схему или экспортиро-

вать ее в формате rg2 для открытия в программе RastrWin (через команду «>> → Просмотреть расчётную схему»).

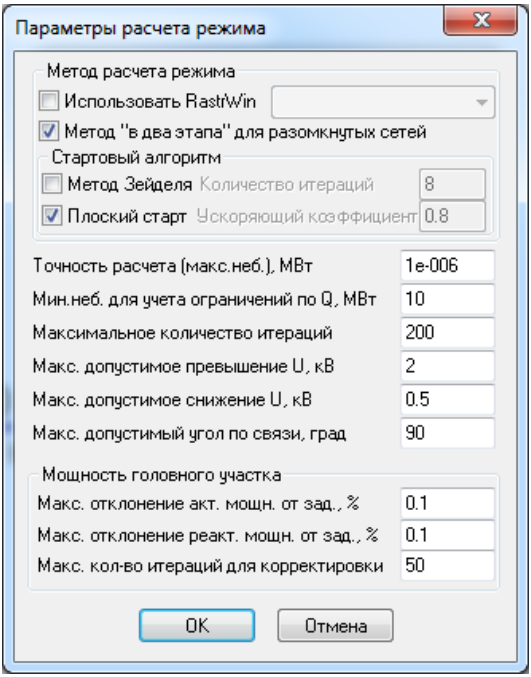


Рис. 5.20. Параметры расчёта режима

После задания напряжения в центре питания необходимо нажать на кнопку «Рассчитать режим». Если схема введена правильно, появится кнопка «Результаты расчёта», при нажатии на которую открывается диалоговое окно, изображенное на рис. 5.21.

В открывшемся окне можно посмотреть обобщенную информацию по схеме сети или проанализировать результаты расчётов по узлам и ветвям. Кроме того, можно вывести результаты расчётов в текстовый файл. Для этого необходимо нажать на кнопку «Вывести результаты в файл» и выбрать путь к файлу сохранения отчёта о результатах расчёта режима (рис. 5.22).

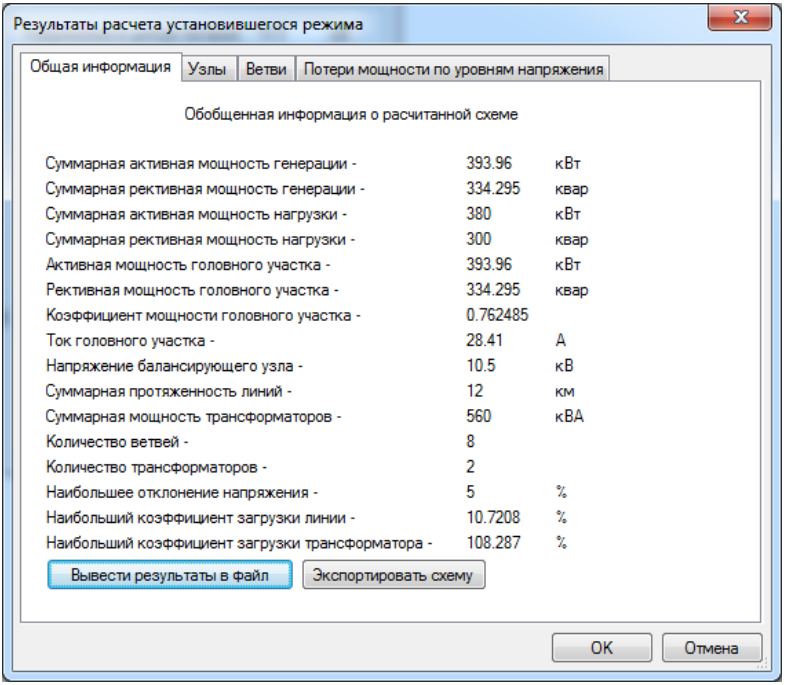


Рис. 5.21. Диалоговое окно результатов расчёта режима

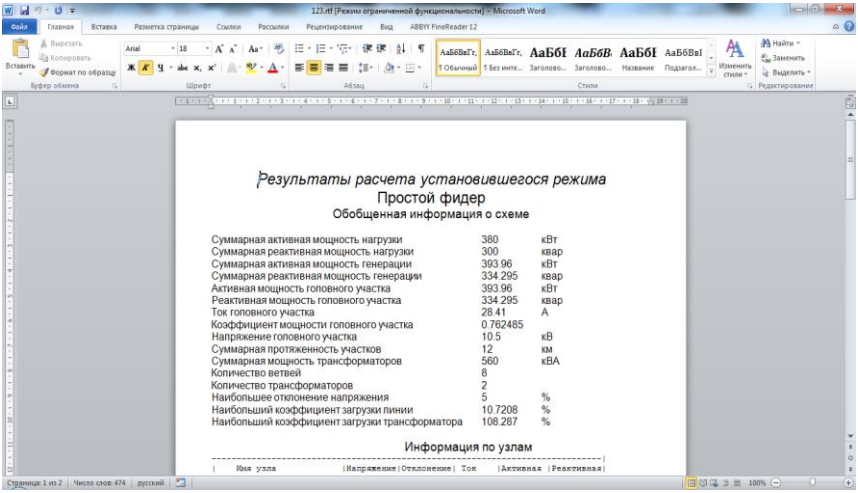


Рис. 5.22. Отчёт о результатах расчёта режима

Оборудование и материалы

Для выполнения лабораторной работы необходим персональный компьютер со следующими характеристиками: процессор Intel Pentium с тактовой частотой не менее 800 МГц, оперативная память – не менее 64 Мбайт, свободное дисковое пространство – не менее 250 Мбайт, устройство для чтения компакт-дисков, монитор типа Super VGA (число цветов – 256) с диагональю не менее 15”. Программное обеспечение – операционная система WINDOWS 2000 / XP / Vista / 7 и выше.

Указания по технике безопасности

Техника безопасности при выполнении лабораторной работы совпадает с общепринятой для пользователей персональных компьютеров: самостоятельно не производить ремонт персонального компьютера, установку и удаление программного обеспечения; в случае неисправности персонального компьютера сообщить об этом обслуживающему персоналу лаборатории (оператору, администратору); соблюдать правила техники безопасности при работе с электрооборудованием; не касаться электрических розеток металлическими предметами; рабочее место пользователя персонального компьютера должно содержаться в чистоте; не разрешается возле персонального компьютера принимать пищу, напитки. Инструкция по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры приведена в Приложении 4.

Задание

1. Введите фидер, изображенный на рис. 5.7.
2. Выполните расчёт режима фидера.
3. Выведите результаты расчёта режима текстовый документ.
4. Экспортируйте схему в формате «.rg2».
5. Выполните ручной расчёт режима и сравните результаты Ваших расчётов и расчётов в программе. Сделайте вывод о результатах сравнения.
6. Ответьте на контрольные вопросы.

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.
2. Ответы на контрольные вопросы.
3. Результаты ручного расчёта режима.
4. Результаты расчёта режима в программе RersPC.

5. Выводы по результатам работы, в которых должен быть проведен сравнительный анализ результатов ручного расчёта режима и расчёта в программе RersPC.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Отчёт должен содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы.

Контрольные вопросы

1. Для каких задач предназначен ПК RersPC?
2. Какие методы расчёта режима реализованы в ПК RersPC? Для каких схем они используются? Как выбрать метод расчёта режима?
3. Какая схема замещения используется для моделирования трансформаторов в ПК RersPC?
4. Как отредактировать схему подстанции? (Например, добавить второй трансформатор).
5. Какие существуют справочники в RersPC? Как их редактировать?
6. Опишите назначение инструментов панели «Стандартные элементы сети».

Литература: 1, 2, 4, 5.

6. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПК RersPC

Цель – научиться выполнять расчёт режима сложной сети в ПК RersPC, наносить режимную информацию на схему сети, работать со слоями, анализировать полученные результаты расчёта.

Теоретическая часть

1. Нанесение на схему режимной информации

Для удобства восприятия информации бывает необходимо нанести на схему некоторую текстовую информацию (информацию о параметрах линий, о напряжениях в узлах и так далее). Для этого в ПК RersPC есть инструмент «Групповое обозначение». При его активации открывается диалоговое окно, изображенное на рис. 6.1.

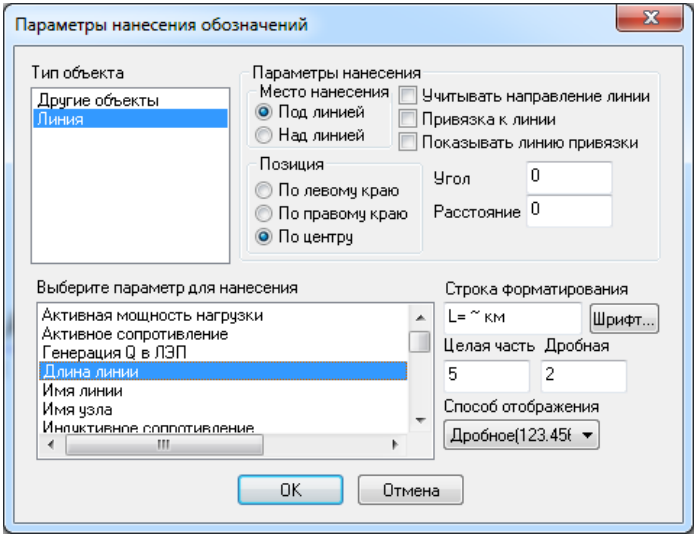


Рис. 6.1. Параметры нанесения обозначений

В нём можно выбрать интересующий параметр, настроить его расположение относительно элементов сети и выбрать шрифт для отображения. Для примера, нанесем обозначения длин линий на схему. Для этого в списке типов объектов выберем «Линия», в списке параметров выберем «Длина линии», нажмем на кнопку «Шрифт» и настроим нужный размер шрифта. После нажатия на кнопку «ОК» под линиями появятся соответствующие надписи. Аналогичным образом можно нанести типы проводов линий, типы трансформаторов подстанций, напряжения в узлах и многое другое (рис. 6.2).

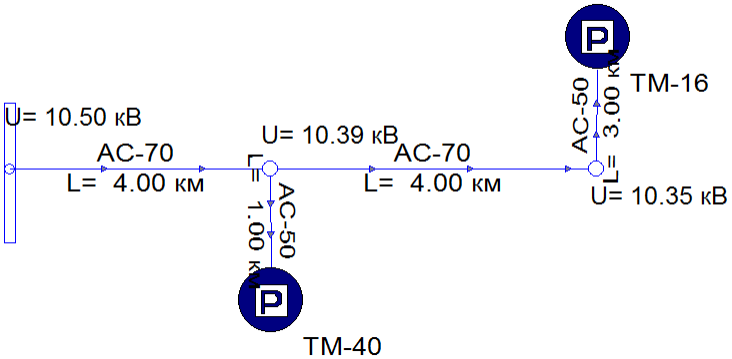


Рис. 6.2. Отображение на схеме режимной информации

Для удаления обозначений есть кнопка , при нажатии на которую необходимо выбрать соответствующую группу обозначений, которые нужно удалить.

2. Работа со слоями

При нанесении на схему слишком большого количества параметров они начинают накладываться друг на друга, что мешает восприятию. Для устранения этого можно воспользоваться слоями. Список слоев находится в левой части окна рабочего пространства. Для его открытия необходимо переместить курсор мыши в крайнюю левую часть окна рабочего пространства и перетащить границу окна вправо, как показано на рис. 6.3.

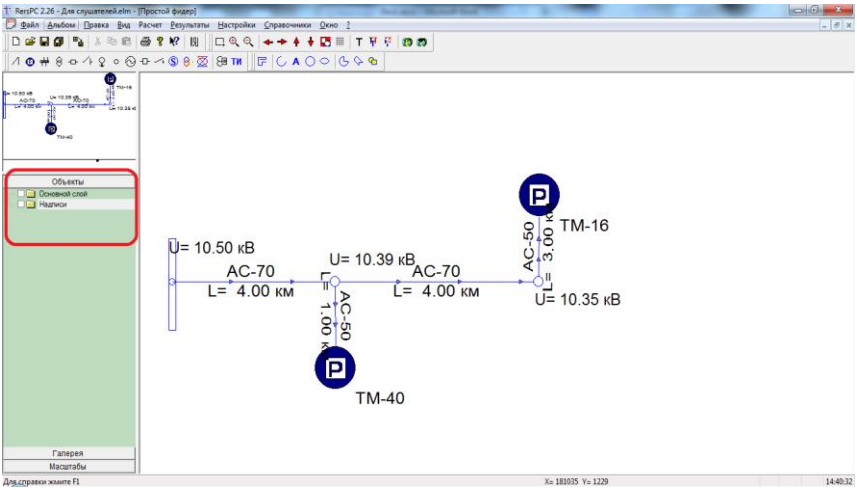


Рис. 6.3. Список слоёв схемы

Затем через контекстное меню списка добавить новый слой. Для перемещения надписи в новый слой, необходимо его активировать, выбрав его в списке слоев, а затем щелкнуть правой кнопкой мыши по соответствующей надписи на схеме сети и в открывшемся контекстном меню выбрать команду перенести в текущий слой. После этого отображение надписи можно выключить, отключив видимость слоя, поставив напротив него соответствующую галочку.

Оборудование и материалы

Для выполнения лабораторной работы необходим персональный компьютер со следующими характеристиками: процессор Intel Pentium с тактовой частотой не менее 800 МГц, оперативная память – не менее 64 Мбайт, свободное дисковое пространство – не менее 250 Мбайт, устройство для чтения компакт-дисков, монитор типа Super VGA (число цветов – 256) с диагональю не менее 15”. Программное обеспечение – операционная система WINDOWS 2000 / XP / Vista / 7 и выше.

Указания по технике безопасности

Техника безопасности при выполнении лабораторной работы совпадает с общепринятой для пользователей персональных компьютеров: самостоятельно не производить ремонт персонального компьютера, установку и удаление программного обеспечения; в случае неисправности персонального компьютера сообщить об этом обслуживающему персоналу лаборатории (оператору, администратору); соблюдать правила техники безопасности при работе с электрооборудованием; не касаться электрических розеток металлическими предметами; рабочее место пользователя персонального компьютера должно содержаться в чистоте; не разрешается возле персонального компьютера принимать пищу, напитки. Инструкция по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры приведена в Приложении 4.

Задание

1. Введите схему сети, изображенную на рис. 6.4.
2. Нанесите в разных слоях следующую информацию: длины линий и типы провода, мощности подстанций, активную и реактивную нагрузку подстанций, типы трансформаторов и расчётное напряжение в узлах.
3. Выполните расчёт режима сети. Центром питания является узел в верхнем левом углу.
4. Выведите результаты расчёта режима текстовый документ.
5. Ответьте на контрольные вопросы.

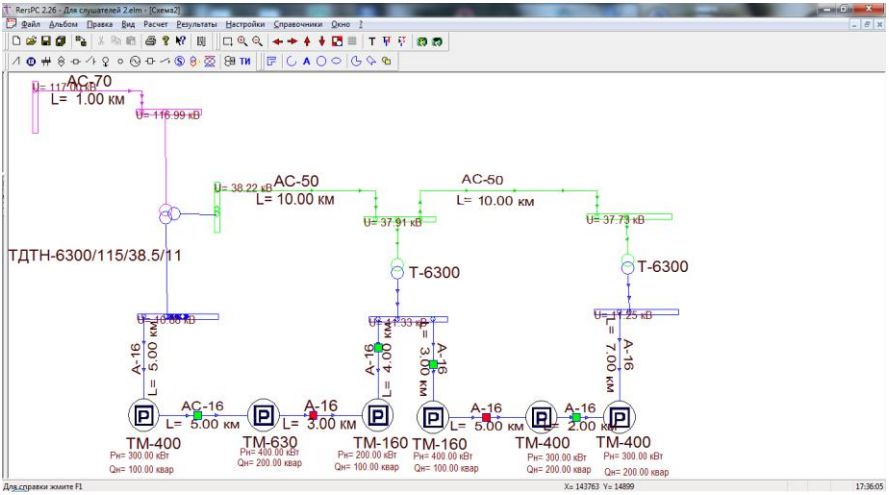


Рис. 6.4. Схема сети для самостоятельного выполнения

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.
2. Ответы на контрольные вопросы.
3. Скриншот введенной схемы сети.
4. Результаты расчёта режима в программе RersPC.
5. Выводы по результатам работы.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Отчёт должен содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы.

Контрольные вопросы

1. Как нанести на схему сети дополнительные параметры?
2. Какие дополнительные параметры могут быть нанесены на схему сети?
3. Как удалить ненужные дополнительные параметры со схемы сети?
4. Как отобразить панель слоев в RersPC?
5. Как создать дополнительный слой в RersPC?
6. Как переместить объект в выбранный слой?
7. Как сделать слой невидимым?

Литература: 1, 2, 4, 5.

7. РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ СЛОЖНОЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Цель – определение и расчёт параметров схемы замещения сложнозамкнутой электрической сети.

Теоретическая часть

Выбор мощности трансформаторов на каждой подстанции необходимо осуществить, исходя из перегрузочной способности 1,4 (40 %) при отключении одного трансформатора в послеаварийном режиме, т. е.

$$S_{ном} \geq \frac{S_{расч}}{1{,}4}, \tag{7.1}$$

где $S_{расч}$ – полная мощность нагрузки соответствующей подстанции.

Для подстанции 6 при определении $S_{расч}$, кроме собственной нагрузки ($S_{расч6}$), необходимо учесть нагрузки подстанции 3 и 4.

При составлении схемы замещения сети ЛЭП представляются П-образной схемой замещения. Однолинейная схема включает в себя графическое представление и краткую характеристику ЛЭП, ПС с описанием основных характеристик оборудования, схемы распределительных устройств, положения коммутационных аппаратов и т. п. На некоторых однолинейных схемах размещается информация о наличии и типах устройств ПА и т. п.

Для каждой воздушной линии производится расчёт параметров П-образной схемы замещения по заданному сечению, типу провода и длине линии. Следует обратить внимание, что линии Л6 и Л11 являются двухцепными. Сопротивления и проводимости провода определяются выражениями:

$$R_л = \frac{l \cdot r_0}{n_ц}, \text{ Ом}; \tag{7.2}$$

$$X_л = \frac{l \cdot x_0}{n_ц}, \text{ Ом}; \tag{7.3}$$

$$B_л = l \cdot b_0 \cdot n_ц, \text{ мк См}, \tag{7.4}$$

где l – длинна трассы линии; $n_ц$ – количество цепей на ВЛ.

Параметры Г-образных схем замещения трансформаторов можно взять из справочников или рассчитать по формулам. Активные и индуктивные сопротивления трансформаторов должны быть приведены к высокому напряжению. Коэффициенты трансформации двухобмоточных трансформаторов следует взять равными отношению низкого номинального напряжения трансформатора к высокому номинальному напряжению трансформатора. Для трёхобмоточного трансформатора следует определить параметры обмотки высокого и низкого напряжений. Сопротивление обмотки низкого напряжения необходимо привести к среднему напряжению трансформатора:

$$Z_н^* = Z_н \left(\frac{U_{ном.с}}{U_{ном.в}} \right)^2 \qquad (7.5)$$

где $U_{ном.с}$, $U_{ном.в}$ – номинальные напряжения соответствующих обмоток трансформатора; $Z_н$ – сопротивление обмотки низкого напряжения, приведенное к высокому напряжению.

Оборудование и материалы

Расчёты при выполнении лабораторной работы выполняются на ПЭВМ типа IBM с помощью программы Excel.

Указания по технике безопасности

Техника безопасности при выполнении лабораторной работы совпадает с общепринятой для пользователей персональных компьютеров: самостоятельно не производить ремонт персонального компьютера, установку и удаление программного обеспечения; в случае неисправности персонального компьютера сообщить об этом обслуживающему персоналу лаборатории (оператору, администратору); соблюдать правила техники безопасности при работе с электрооборудованием; не касаться электрических розеток металлическими предметами; рабочее место пользователя персонального компьютера должно содержаться в чистоте; не разрешается возле персонального компьютера принимать пищу, напитки. Инструкция по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры приведена в Приложении 4.

Задание

По номеру варианта, заданному преподавателем, выбираются схема сети, мощности и коэффициенты мощности нагрузок, номинальные напряжения, сечения и длины линий.

По первой цифре номера варианта выбирается схема сети. Выбор осуществляется следующим образом: в соответствии с первой цифрой варианта по табл. П1.1 (см. приложение 1) определяются номера отключенных выключателей на схеме электрической сети, приведенной на рис. П.1.1 (см. там же).

По второй цифре номера варианта по данным таблицы П.1.2 определяются активные мощности и коэффициенты мощностей нагрузок подстанций. Далее по таблице П.1.3, по второй цифре номера варианта определяются номинальные напряжения сети (в знаменателе – номинальные напряжения сети, подключенной к шинам подстанции № 6), а также длины (в числителе) и сечения линий (в знаменателе).

Для заданной схемы сети (рис. П.1.1) требуется:

1. Найти реактивную мощность нагрузок по формуле:

$$Q_{н\,i} = P_{н\,i}\,tg\left(\varphi_{нi}\right), \tag{7.6}$$

где $P_{нi}$ – активная мощность нагрузки подстанций *i*; $tg\left(\varphi_{нi}\right) = tg\left(\arccos\left(\cos\varphi_{нi}\right)\right)$ или $tg\left(\varphi\right) = \dfrac{\sqrt{1-(\cos\varphi)^2}}{\cos\varphi}$.

2. Определить полную мощность нагрузки по формуле:

$$S_{нi} = \frac{P_{нi}}{\cos\varphi_{нi}}. \tag{7.7}$$

3. Результаты вычислений свести в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Мощности нагрузок

№ п/ст	$P_н$, МВт	$\cos\varphi_{нi}$	$Q_н$, Мвар	$S_н$, МВ·А

4. Выбрать мощность трансформаторов на каждой подстанции и их тип, исходя из перегрузочной способности 1,4 при отключении одного трансформатора, т.е.

$$S_{ном\ i} \geq \frac{S_{расч\,i}}{1{,}4}, \tag{7.8}$$

где $S_{расч\,i}$ – полная мощность нагрузки соответствующей подстанции ($S_{н\,i}$).

По полученным данным предварительно выбираем стандартные номинальные мощности трансформаторов из табл. П.2.1–П.2.5.

Результаты выбора трансформаторов необходимо свести в табл. 7.2 и 7.3.

Таблица 7.2

Выбор двухобмоточных трансформаторов

№ п/ст	$S_{расч}$	Тип трансформатора	$R_{тр}$, Ом	$X_{тр}$, Ом	$K_т$	P_{xx}	Q_{xx}

Для подстанции 6 при определении $S_{расч\,6}$, кроме собственной нагрузки, необходимо учесть нагрузки подстанции 3 и 4 (в соответствии с вариантом схемы сети), т. е.

$$S_{расч\,6} = S_{н6} + S_{н3} + S_{н4}\,.$$

Таблица 7.3

Выбор трёхобмоточного трансформатора

№ п/ст	$S_{расч}$	$S_{ном}$	Тип транфоорматора	$R_{т}$ ВН, Ом	$R_{т}$ СН, Ом	$R_{т}$ НН, Ом	$X_{т}$ ВН, Ом	$X_{т}$ СН, Ом	$X_{т}$ НН, Ом	$K_{т}$ ВН	$K_{т}$ СН	$K_{т}$ НН	P_{xx}, кВт	Q_{xx}, кВАр

5. Произвести расчёт параметров схем замещения линий, результаты расчёта необходимо свести в табл. 7.4.

Таблица 7.4

Расчёт параметров схемы замещения линий

Линия	$U_{ном}$, кВ	$n_ц$	l, км	F, мм^2	$r_о$, Ом/км	$x_о$, Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	$r_л$, Ом	$x_л$, Ом	$b_л$ мкСм

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.

2. Исходные данные на выполнение лабораторной работы в соответствии с номером варианта.

3. Схему электрической сети в соответствии с номером варианта без отключенных участков схемы.

4. Таблицу расчёта мощностей нагрузок подстанций.

5. Таблицу выбора трансформаторов.

6. Таблицу результатов расчёта параметров схем замещения линий.

7. Выводы по работе.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Защита лабораторной работы происходит только после его выполнения (индивидуального задания). При защите лабораторной работы студент отвечает на контрольные вопросы, приведенные в конце, и поясняет выполненное индивидуальное задание. Ход защиты лабораторной работы контролируется преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какие сети относятся к сложнозамкнутым?

2. Как выбирается мощности трансформаторов на подстанции?

3. Как определяются коэффициенты трансформации трёхобмоточного трансформатора?

4. Как учитывается количество цепей линии при определении параметров схемы замещения?

5. Схемы замещения воздушных линий.

Литература: 1, 2, 3, 6.

8. РАСЧЁТ РЕЖИМА СЛОЖНОЗАМКНУТОЙ СЕТИ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА RastrWin

Цель:

1) подготовка исходных данных для расчёта режимов сложнозамкнутой электрической сети на ЭВМ с использованием промышленного программного комплекса RastrWin;

2) выполнение расчётов на ЭВМ с использованием программного комплекса RastrWin для максимального, минимального и послеаварийного режимов;

3) оформление графической схемы в ПВК RastrWin.

Формируемые компетенции: ПК-6.

Теоретическая часть

Программный комплекс RastrWin разработан коллективом авторов Уральского политехнического института (г. Екатеринбург, Россия) и предназначена для расчёта и анализа установившихся режимов электроэнергетических систем на IBM-совместимых персональных ЭВМ. Предельный объём схемы полной версии программы 32 000 узлов. Студенческая версия RastrWin, которая используется для выполнения лабораторных работ, имеет ограничения по числу узлов, максимальное количество которых не может превышать 60.

Программный комплекс RastrWin позволяет производить расчёт, эквивалентирование и утяжеление режима электрических сетей любой сложности и любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ), обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможность районирования сети и графического представления схемы или отдельных ее фрагментов вместе с любыми исходными параметрами и результатами расчётов.

1. Данные по узлам

Ввод схемы сети начинаем с данных по узлам. Минимально необходимым набором информации для каждого узла сети является:

1) О – отметка узла (используется для сортировки, выборки, эквивалентирования и т. д.); в данном поле пусто, если узел не отмечен;

2) S – состояние узла (включен/отключен); во включенном состоянии узла поле является пустым;

3) ТИП – тип узла (База, Нагр, Ген+, Ген–); определяется программой автоматически за исключением базисного (балансирующего) узла, в качестве которого необходимо задать шины энергосистемы (узел 999), выбрав в данной ячейке вариант База;

4) НОМЕР – номер узла; задаётся в соответствии со схемой замещения сети;

5) НАЗВАНИЕ – задаётся название узла (оставляем не заполненным);

6) U_ном – задаётся номинальное напряжение узла, [кВ];

7) P_н, Q_н – активная и реактивная мощности нагрузки в узле; заносятся величины в соответствии с табл. 1.5 лабораторной работы № 1 $P_н$, МВт и $Q_н$, Мвар;

8) P_г, Q_г – активная и реактивная мощности генерации в узле; для базисного (балансирующего) узла – расчётные величины, [МВт] и [Мвар];

9) Q_min, Q_max – пределы генерации реактивной мощности в узле; задаются для генераторных узлов, [Мвар];

10) V_зд – модуль фиксированного напряжения в узле, [кВ];

11) G_ш, B_ш – активная и реактивная проводимости шунта на землю в узлах, где установлены БСК или ШР [мкСм];

12) V – расчётный модуль напряжения в узле; для базисного (балансирующего) и генераторного узла (рис. 1.1, б) задаётся автоматически и фиксируется после задания величины V_зд, для остальных узлов рассчитывается программой, [кВ];

13) Delta – расчётный угол напряжения в узле; для базисного (балансирующего) узла задаётся и фиксируется величина kδ, для остальных узлов рассчитывается программой, [град].

2. Данные по ветвям

Основными полями, в которые заносятся исходные данные по ветвям сети, являются:

1) O – отметка ветви (используется для сортировки, выборки, эквивалентирования и т. д.); в данном поле пусто, если ветвь не отмечена;

2) S – состояние ветви (включена/отключена); во включенном состоянии ветви поле является пустым; ветвь может быть отключена в начале, в конце или с обеих сторон;

3) ТИП – тип ветви (ЛЭП, Тр-р); определяется программой автоматически по значению ячейки, в которую заносится коэффициент трансформации ветви;

4) N_нач, N_кон – номера узлов, которыми ограничена ветвь; для трансформатора начало ветви N_нач – это обязательно тот узел, к напряжению которого приведены его параметры (как правило, это напряжение высокой обмотки);

5) НАЗВАНИЕ – название ветви; задаётся программой автоматически по известным названиям узлов, ограничивающих данную ветвь;

6) N_п – номер параллельной ветви; задаётся, если несколько линий или трансформаторов работают параллельно;

7) R, X – активное и реактивное сопротивления ветви; задаются величины в соответствии с таблицей 6 лабораторной работы № 1 – R, Ом и X, Ом;

8) B – реактивная проводимости ветви; задаются величины в соответствии с табл. 1.6 лабораторной работы № 1 – B, мк См;

9) KT/r – вещественная часть комплексного коэффициента трансформации трансформатора; в это поле заносятся величины в соответствии с табл. 1.6 лабораторной работы № 1 – $K_{т/в}$, важно: величина KT/r есть отношение номинального напряжения обмотки узла N_кон к номинальному напряжению обмотки узла N_нач, т. е. KT/r < 1.

После занесения исходной информации в таблицы Узлы и Ветви созданный файл режима необходимо сохранить.

Создаются 3 файла режима для режима максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийного режима.

3. Графическая схема

Графическая схема дополняет расчётную, в ней хранится следующая информация:

1) для каждого узла ЭС:

– номер узла;

– мировые координаты изображения узла;

– характеристики изображения узла – длина и ориентация шины, места присоединения и ориентация изображений нагрузки, генератора, реактора;

– характеристики текстовых окон, связанных с узлом;

2) для каждой ветви:

– номера узлов, связывающих ветвь;

– относительные координаты точек излома (не более четырех);

– характеристики текстовых окон, связанных с ветвью.

При подготовке новой графической схемы необходимо задать координаты узлов (с помощью команды Ввод), то есть задать пространственное размещение узлов электрической сети, задать точки изломов ветвей и расположить окна отображения текстовой информации.

Подготовка графической схемы осуществляется на основе предварительно загруженной расчётной схемы и заключается в последовательном выполнении следующих операций:

– расстановка узлов в пространстве на условно бесконечной доске;

– улучшение внешнего вида схемы путем изменения точек присоединения ветвей и фигур к узлу и создания изломов ветвей;

– расстановка окон отображения текстовой информации;

– ввод поясняющих надписей.

4. Подготовка исходных данных

Перед проведением расчётов исходные данные необходимо представить в форме, понятной RastrWin. Для этого составляется схема замещения всей сети, на которой проставляются номера всех узлов (включая среднюю точку трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора), которые должны быть уникальными и отличными от нуля целыми числами, а также номинальные напряжения для каждого узла. Отдельные элементы сети (энергосистема, генераторы, нагрузки, компенсирующие устройства, линии, трансформаторы) представляются на схеме замещения в виде, показанном на рис. 8.1 и 8.2.

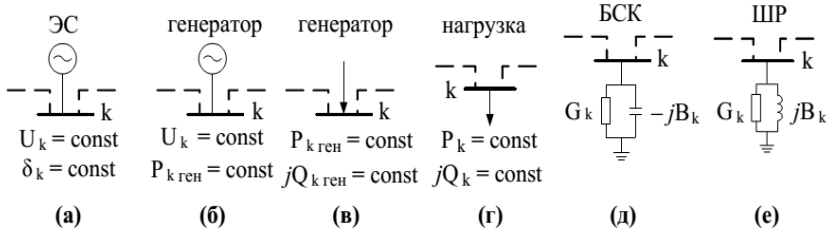


Рис. 8.1. Схемы замещения узлов электрической сети:
а – энергосистема; б – генератор с фиксированными напряжением и активной мощностью; в – генератор с фиксированной генерируемой мощностью; г – узел нагрузки; д – узел с БСК; е – узел с ШР

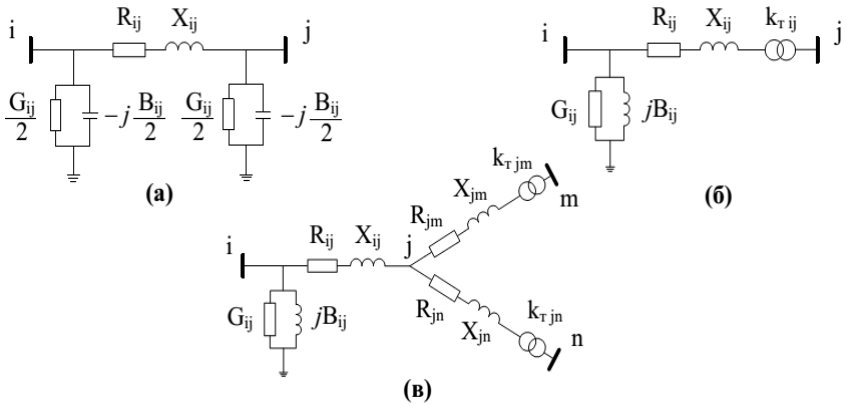


Рис. 8.2. Схемы замещения ветвей электрической сети:
а – ЛЭП; б – двухобмоточный трансформатор; в – трёхобмоточный трансформатор или автотрансформатор

Оборудование и материалы

Расчёты при выполнении лабораторной работы выполняются на ПЭВМ типа IBM с помощью программного комплекса Excel, RastrWin.

Указания по технике безопасности

Техника безопасности при выполнении лабораторной работы совпадает с общепринятой для пользователей персональных компьютеров: самостоятельно не производить ремонт персонального компьютера, установку и удаление программного обеспечения; в случае неисправности персонального компьютера сообщить об этом обслуживающему персоналу лаборатории (оператору, администратору); соблюдать правила техники безопасности при работе с электрооборудованием; не касаться электрических розеток металлическими предметами; рабочее место пользователя персонального компьютера должно содержаться в чистоте; не разрешается возле персонального компьютера принимать пищу, напитки. Инструкция по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры приведена в Приложении 4.

Задание

1. Составить схему замещения заданной электрической сети. Пронумеровать все узлы схемы замещения. Узлами должны являться шины высокого и низкою напряжения подстанций 1–9. Для подстанции 6 дополнительно необходимо ввести узел, представляющий шины среднего напряжения. Ветвями в схеме замещения будут являться линии и двухобмоточные трансформаторы. Всем узлам схемы замещения необходимо присвоить уникальные номера в диапазоне от 1 до 999.

Параллельные элементы схемы замещения должны быть представлены одной ветвью с эквивалентными параметрами. Трёхобмоточные трансформаторы на подстанции 6 лучше представить в виде двух ветвей; первой, соединяющей узлы высокого и среднего напряжений, и второй, соединяющей узлы среднего и низкого напряжений. Сопротивлением обмотки среднего напряжения можно пренебречь.

Фрагменты схемы замещения электрической сети и образец нумерации узлов приведен на рис. 8.3.

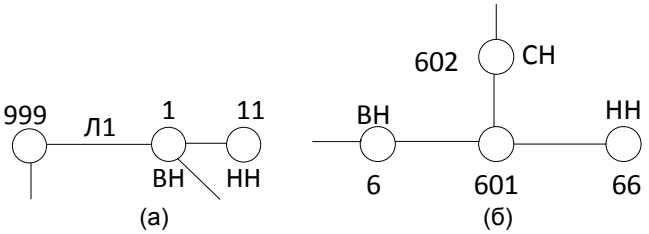


Рис. 8.3. Фрагменты схемы замещения электрической сети:
а – ЦП–Л1–двухобмоточный трансформатор; б – трёхобмоточный трансформатор или автотрансформатор

2. Подготовить исходную информацию по схеме замещения для расчёта на ЭВМ с использованием программного комплекса RastrWin в виде таблиц 2.4 и 2.5 для максимального, минимального и послеаварийного режимов. Напряжение балансирующего узла $U_{бал\ узла}$ следует принять равным:

– 1,1 от номинального напряжения сети высокого напряжения для режима максимальных нагрузок;

– 1,02 от номинального напряжения сети высокого напряжения для режима минимальных нагрузок;

– 1,04 от номинального напряжения сети высокого напряжения для послеаварийного режима.

Наименьшая летняя нагрузка составляет 50 % от наибольшей зимней нагрузки. Номинальные напряжения узлов $U_{ном}$ рекомендуется принять равными номинальным напряжениям соответствующих сетей. В послеаварийном режиме отключается одна цепь на линиях 6 и 11 и одна из линий от источника питания (999-1, 999-5, 999-7).

В табл. 8.4:

– № узла – присвоенный номер узла на схеме замещения сети;

– $U_{ном}$ – номинальное напряжение узла (для максимального режима $U_б = 1{,}1*110 = 121$ кВ);

– $P_н$, $Q_н$ – активная и реактивная мощности нагрузки. Для шин ВН принимается равной ХХ трансформаторов (табл. 7.2 лабораторная работа 7), для шин НН – мощность нагрузки п/ст (табл. 7.1 лабораторная работа 7).

Таблица 8.4

Исходная информация по узлам

№ узла	$U_{ном}$, кВ	$P_н$, МВт	$Q_н$, Мвар
999			
1			
11			
2			
22			
3			
33			
4			
44			
5			
55			
6			
601			
602			
66			
7			
77			
8			
88			

Исходная информация по ветвям заносится в табл. 8.5.

Таблица 8.5

Исходная информация по ветвям

№ нача-ла ветви	№ конца ветви	$R_л$, Ом	$X_л$, Ом	$B_л$, мкСм	$K_{т/в}$
999	1				
999	5				
…					

3. Создаем файл режима сети, выполнив команду Новый в пункте «Файлы» главного меню и отметив галочкой типы файлов режим.rg2 и графика.grf (рис. 8.4).

Сохраним вновь созданный файл режима (Файлы – Сохранить как…) в рабочем каталоге студента под именем, удобном для восприятия и идентификации, и содержащем информацию о группе, фамилии студента, номере варианта, типе режа сети, например:

EEB-111_Ivanov_11_max.rg2 – для режима максимальных нагрузок;

EEB-111_Ivanov_11_min.rg2 – для режима минимальных нагрузок;

EEB-111_Ivanov_11_na.rg2 – для послеаварийного режима;

EEB-111_Ivanov_11_grafika.grf – для графической схемы.

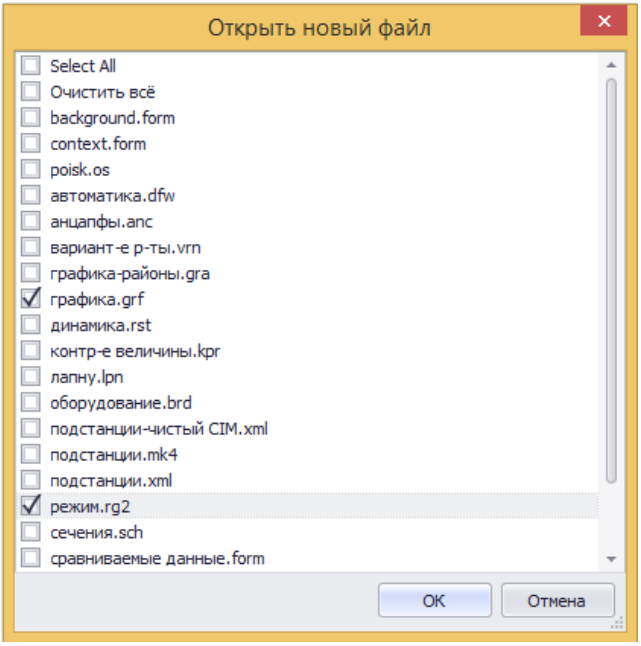


Рис. 8.4. Загрузка шаблоновRasrtWin3

После сохранения файла режима открываем два окна, содержащие пустые таблицы для ввода информации об узлах и ветвях сети (Открыть – Узлы – Узлы (рис. 8.5) и Открыть – Ветви – Ветви (рис. 8.6)).

Открытые таблицы «Узлы» и «Ветви» содержат столбцы и строки, в которые заносится информация об узлах и ветвях. Каждый столбец (поле) соответствует определённому виду данных (название, номинальное напряжение, сопротивления и т. д.), а каждая строка является записью (набором данных) для каждого узла или ветви.

Минимальной информацией для задания каждого узла является его номер (Номер), номинальное напряжение (U_ном) и мощность нагрузки ($P_н, Q_н$). Вид таблицы «Узлы» представлен на рис. 8.7.

Одна строка в таблице «Узлы» моделирует один узел в схеме замещения.

В таблице «Ветви» (рис. 8.8) задаются параметры ЛЭП и трансформаторов.

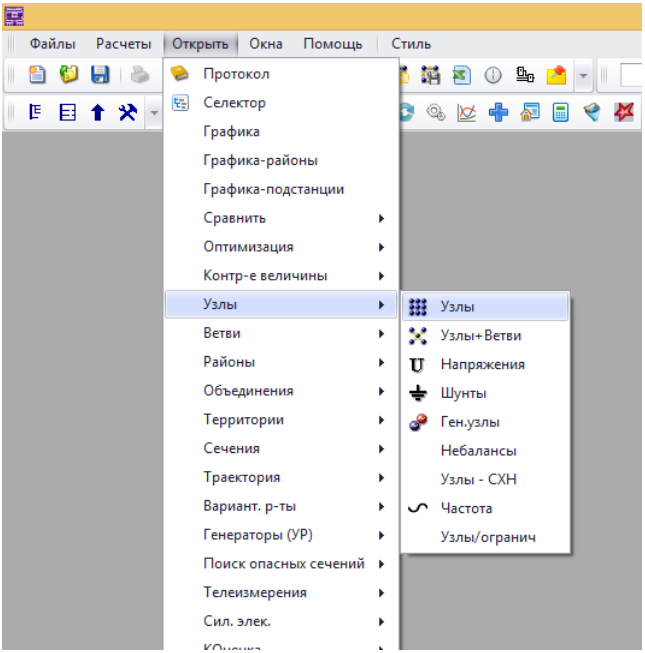


Рис. 8.5. Открытие таблицы «Узлы»

При моделировании ЛЭП в таблице «Ветви» задаются номера узлов, ограничивающих ветвь, активные и реактивные сопротивления и проводимости. Сопротивления задаются в Ом (положительные), проводимости для ЛЭП в мкСм G со знаком плюс (положительные), B – минус (отрицательные).

Часть перечисленных параметров в таблице скрыта, изменить их видимость можно с помощью меню, вызываемого щелчком правой кнопки мыши на заголовке таблицы – «Выбор колонок».

Для добавления в таблицу строк, их удаления и дублирования, необходимо использовать команды «Вставить», «Добавить», «Удалить», «Дублировать» в пункте «Таблица» главного меню (добавление происходит в конец таблицы, а вставка – перед выделенной строкой), либо использовать универсальный набор инструментов . Оставлять в таблицах «Узлы» и «Ветви» пустые (нулевые) строки нежелательно.

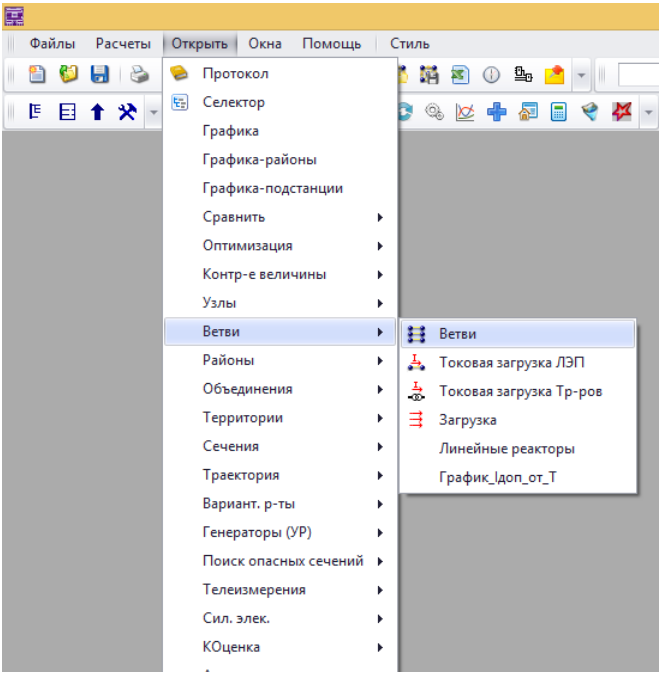


Рис. 8.6. Открытие таблицы «Ветви»

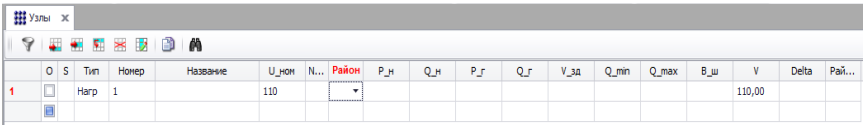


Рис. 8.7. Таблицы «Узлы» в RastrWin3

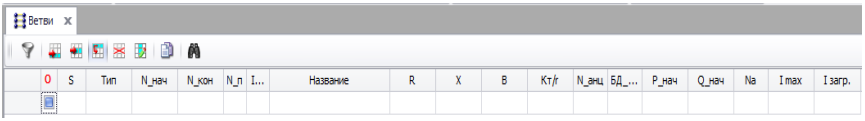


Рис. 8.8. Таблица «Ветви»

Перемещаться по столбцам и строкам таблиц можно с помощью мыши и соответствующих клавиш клавиатуры, а переключаться между режимами просмотра и редактирования таблицы – щелчком мыши на выделенной ячейке, клавишами Enter и F2.

4. Выполнить контроль исходных данных. Контроль исходных данных осуществляется командой «Расчёты – Контроль». В случае успешного прохождения контроля осуществить произвести расчёт.

При обнаружении ошибки, указанной в диалоговом окне «Протокол», необходимо ее устранить и пройти контроль заново.

5. Выполнить расчёты. Расчёт режима сети производится после выполнения команды «Расчёты – Режим» или нажатия клавиши F5.

Если расчёт завершился успешно (режим сошёлся), в окне «Протокол» не будет сообщений об ошибках.

Результаты расчёта режима сети, отображаются в таблице «Узлы + Ветви» (Открыть – Узлы – Узлы + Ветви).

6. Сделать скриншоты таблиц «Узлы», «Ветви» и «Узлы + Ветви» для максимального, минимального и послеаварийного режимов.

7. Сформировать графическую схему заданной электрической сети с режимными параметрами при помощи программного комплекса RastrWin.

Подготовка графической схемы осуществляется на основе предварительно загруженной (составленной) расчётной схемы и заключается в последовательном выполнении следующих операций:

– расстановка узлов в пространстве на условно бесконечной доске;

– улучшение внешнего вида схемы путем изменения точек присоединения ветвей и фигур к узлу и создания изломов ветвей;

– расстановка окон отображения текстовой информации;

– ввод поясняющих надписей.

Для открытия графического окна необходимо выполнить команду «Открыть – Графика».

Для начала работы необходимо выполнить команду «Ввод». После выбора режима «Ввод» появляется список узлов, рекомендуемых для ввода. Первый из них отмечен:

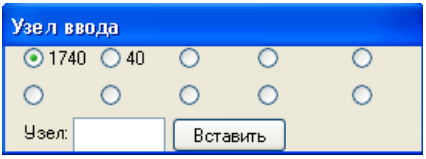
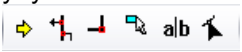


Рис. 8.4. Диалоговое окно «Узел ввода»

Для ввода другого узла из списка необходимо щелкнуть мышью на нём. Для выбора узла, не попавшего в список, нужно ввести его номер и щелкнуть мышью на слове «Вставить».

После ввода всех узлов на графическую схему выполняется улучшение внешнего вида схемы с использованием инструментов  .

Для перемещения по экрану ранее введенного узла необходимо переместить указатель мыши на этот узел и нажать левую кнопку. Данный узел будет захвачен и станет перемещаться с мышью до тех пор, пока не будет отпущена кнопка мыши. Узел можно удалить, щелкнув на нём правой кнопкой мыши в режиме .

В процессе ввода схемы те узлы, у которых еще остались невведенные «соседи», выделяются цветом. Для быстрого одновременного ввода всех узлов, связанных с выбранным, необходимо захватить этот узел и нажать клавишу «Пробел», тогда все связанные с ним узлы будут введены и прорисованы вокруг него.

Затем вновь введенные узлы можно передвинуть на более удобные места.

Узел можно удалить, щелкнув на нём правой кнопкой мыши.

Улучшение внешнего вида схемы. Процесс оптимизации узла и линии происходит по следующему алгоритму:

– если подходящие к узлу ветви расположены преимущественно в горизонтальном положении, выбирается вертикальная ориентация шины, в противоположном случае – горизонтальная;

– для каждой ветви, подходящей к узлу, рассчитывается ее угол относительно центрального узла и, в зависимости от текущей ориентации шины, выбирается номер секции. Например, при горизонтальной ориентации шины ветви с углами от 0 до 180° присоединяются к верхним секциям. Ветви сортируются по возрастанию угла, ветвь с наименьшим углом присоединяется к самой правой секции, следующая – к расположенной левее секции и так далее, причём длина шины изменяется автоматически. Ветви с углами от 180 до 360° присоединяются к нижним секциям аналогичным образом;

– на свободные секции размещаются изображения нагрузки, генерации, реактора. Для перемещения точки присоединения элемента используется режим «Присоединение» . При отсутствии места длина шины увеличивается;

– создаются «Изломы» на участках ветвей, подходящих к узлу (создание или изменение изломов на противоположной стороне ветви не производится);

– создаются окна для отображения текста, принадлежащего узлу и подходящим к нему линиям.

При оптимизации программа создает на каждой ветви два излома. Для создания нового излома с помощью команды Излом необходимо переместить мышь на участок линии, где предполагается его создать, нажать левую клавишу мыши, переместить мышь (место излома будет перемещаться вместе с мышью), добиться нужного положения и отпустить левую клавишу мыши. Редактирование уже существующего излома выполняется аналогично, только необходимо указать мышью точку излома. Для удаления точки излома надо выбрать ее мышью и совместить с другой точкой излома. Следует иметь в виду, что точка излома может быть создана и на прямой линии.

Оптимизацию во время перемещения можно запретить полностью (клавиша Ctrl) или частично: клавиша Alt для принудительной горизонтальной ориентации шины и клавиша Shift – для вертикальной.

Обычно эти клавиши используются в том случае, когда оптимальное расположение узла на экране не совсем совпадает с предложенным программой, поэтому обычно, перемещая узел по экрану, добиваются наилучшей ориентации шины и расположения присоединений, затем нажимают Ctrl (возможно в комбинации с Alt или Shift), а затем перемещают узел в нужное место.

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.

2. Исходные данные на выполнение лабораторной работы в соответствии с номером варианта.

3. Схема замещения заданной электрической сети в соответствии с вариантом без отключенных участков схемы.

4. Исходную информацию по схеме замещения для расчёта на ЭВМ с использованием промышленного программного комплекса RastrWin в виде таблиц Исходная информация по узлам и ветвям для:

– максимального режима;

– минимального режима;

– послеаварийного режима.

5. Исходную информацию, подготовленную в программе RastrWin в виде таблиц Узлы и Ветви для максимального, минимального и послеаварийного режима.

6. Результаты расчёта в программе RastrWin в виде таблиц Узлы+Ветви для максимального, минимального и послеаварийного режима.

7. Графическая схема заданной электрической сети с режимными параметрами.

8. Выводы по работе.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Защита лабораторной работы происходит только после его выполнения (индивидуального задания). При защите лабораторной работы студент отвечает на контрольные вопросы, приведенные в конце, и поясняет выполненное индивидуальное задание. Ход защиты лабораторной работы контролируется преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Объясните термин режим максимальных нагрузок?
2. В чём отличие задания исходной информации по узлам для минимального режима от максимального режима?
3. В чём отличие задания исходной информации по ветвям для аварийного режима от максимального режима?
4. В чём отличие задания исходной информации по узлам и ветвям для минимального режима от послеаварийного режима?
5. Какая информация используется в программе в качестве исходной?
6. Дайте краткую характеристику методов расчёта режима электрической сети на ЭВМ.
7. Какой математический метод расчёта систем уравнений установившегося режима используется в программе RASTR?
8. Каким образом осуществляется ввод исходной информации о схеме замещения сети в программе RASTR?

Литература: 6, 7, 8, 9.

9. АНАЛИЗ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА RASTRWIN

Цель – изучение структуры потерь мощности и энергии и практическое проведение анализа потерь мощности в электрической сети.

Теоретическая часть

Показателем, отражающим эффективность работы ЭЭС, является величина потерь активной мощности, а именно их доля от вырабатываемой или передаваемой мощности.

Эксперты в области энергетики считают, что относительные потери электроэнергии при ее передаче в электрических сетях не должны превышать 4 %. Максимально допустимые потери электроэнергии не должны превышать 10 %.

Фактические потери электроэнергии определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя различные составляющие: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учёта и хищения электроэнергии, неоплату или неполную оплату показаний счётчиков и т. п.

Расчёты потерь электроэнергии в сетях проводят для решения задач, которые можно подразделить на две категории: внутриобъектные технико-экономические задачи и внешнеэкономические задачи, связанные с взаимодействием с внешними государственными и вышестоящими ведомственными организациями.

К внутриобъектным задачам относятся задачи повышения экономичности функционирования объекта, осуществляемые непосредственно персоналом, эксплуатирующим объект: выявление очагов потерь, разработка мероприятий по их снижению, создание системы стимулирования персонала и т. п.

К внешнеэкономическим задачам относятся задачи прогнозирования уровня потерь для формирования тарифов на электроэнергию.

Для решения внутриобъектных задач требуется максимально возможная детализация расчётов с определением потерь в каждом элементе сети, выявлением зон повышенных технических и

коммерческих потерь, технико-экономической оценкой целесообразности проведения конкретных мероприятий для их снижения.

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениям и т. д.

Для целей нормирования потерь целесообразно использовать *укрупненную структуру потерь электроэнергии,* в которой потери разделены на составляющие, исходя из их физической природы и методов определения их количественных значений. Исходя из этого критерия, фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1) *технические потери электроэнергии***,** обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Технические потери не могут быть измерены. Их значения получают расчётным путем на основе известных законов электротехники;

2) *расход электроэнергии на собственные нужды подстанций*, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счётчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд;

3) *потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения (инструментальные потери).* Эти потери получают расчётным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов;

4) *коммерческие потери,* обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счётчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля над потреблением энергии. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчётными) потерями и суммой первых трёх составляющих.

В настоящее время расход электроэнергии на собственные нужды подстанций отражается в отчётности в составе технических потерь, а потери, обусловленные погрешностями системы учёта электроэнергии, – в составе коммерческих потерь.

Три первые составляющие укрупненной структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учёта ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином *технологические потери.* Четвертая составляющая, коммерческие потери, представляет собой воздействие «человеческого фактора» и включает в себя все его проявления: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счётчиков, потребление энергии мимо счётчиков, неоплату или неполную оплату показаний счётчиков, определение поступления и отпуска электроэнергии по некоторым точкам учёта расчётным путем (при несовпадении границ балансовой принадлежности сетей и мест установки приборов учёта) и т. п.

В ПВК RastrWin3 для анализа потерь по номинальным напряжениям используется таблица «Потери» (меню «Открыть – Потери», номинальные напряжения необходимо завести вручную). Таблица имеет вид, показанный на рис. 9.1.

Потери

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_...	Q_XX_тр	dQ_Ш-нт
1	220	184.34	184.34		0.00			-654.24	718.38		-1 372.62		-17.22
2	500	622.51	610.24	12.27	0.00			-5 948.50	5 738.47	781.22	-12 468.20		4 207.02

Рис. 9.1. Таблица «Потери» в ПВК RastrWin3

С помощью данной таблицы можно определить следующие виды потерь:

– суммарные потери в сети (столбец **dP**);
– нагрузочные потери в ЛЭП (**dP_ЛЭП**);
– нагрузочные потери в трансформаторах(**dP_Тр-р**);
– постоянные потери в ЛЭП (**Корона**);
– потери холостого хода в трансформаторах(**XX_Тран**);
– потери в шунтах узлов (**dP_Ш-нт**).

Результаты анализа потерь удобно представлять в виде круговых диаграмм или гистограмм. При этом в рамках круговой диаграммы необходимо брать только активные потери или только реактивные потери. На гистограмме удобно сопоставить абсолютные значения потерь активной и реактивной мощности в различных элементах схемы.

Для получения структуры потерь по схеме в целом или по некоторому району сетей (РЭСу) целесообразно использовать таблицу «Районы» в меню «Открыть/Районы/Районы».

Для этого во вкладке «Открыть/Районы/Районы» задаётся номер района (обычно 1). В таблице «Узлы» в столбце «Район» для каждого узла присваивается номер района, заданного в таблице «Районы».

После расчёта режима в таблице «Районы» отображаются составляющие технических потерь с разбивкой по линиям трансформаторам и т. д.

Пример таблицы «Районы» приведён на рис. 9.2.

Районы × Узлы ×

	Nр-н	Район	Nоб	Рген	Рнаг	Dp	Рпотр	dP_ЛЭП	dP_нагр	dP_пост	dQ_пост	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dP_Тр	Рвн	dP_Ш
1	1			42	40	1,78	42	1,17	1,51	0,27	2,00	9,98	7,98	1,85	0,34	0	

Рис. 9.2. Таблица «Районы»

Оборудование и материалы

Расчёты при выполнении лабораторной работы выполняются на ПЭВМ типа IBM с помощью программного комплекса Excel, RastrWin.

Указания по технике безопасности

Техника безопасности при выполнении лабораторной работы совпадает с общепринятой для пользователей персональных компьютеров: самостоятельно не производить ремонт персонального компьютера, установку и удаление программного обеспечения; в случае неисправности персонального компьютера сообщить об этом обслуживающему персоналу лаборатории (оператору, администратору); соблюдать правила техники безопасности при работе с электрооборудованием; не касаться электрических розеток металлическими предметами; рабочее место пользователя персонального компьютера должно содержаться в чистоте; не разрешается возле персонального компьютера принимать пищу, напитки. Инструкция по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры приведена в Приложении 4.

Задание

Для заданной по варианту схемы электрической сети (приложение 1):

1) составить схему замещения. Рассчитать параметры схемы замещения;

2) составить модель для расчётов установившихся режимов в ПВК RastrWin;

3) оформить графическую схему потокораспределения расчёта установившегося режима;

4) выполнить расчёт нормального режима. Напряжения на шинах низкого напряжения отрегулировать согласно закону встречного регулирования;

5) выполнить расчёт потерь активной и реактивной мощностей в рассматриваемой сети, провести анализ эффективности работы электрической сети.

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.
2. Исходные данные на выполнение лабораторной работы в соответствии с номером варианта.
3. Схема замещения заданной электрической сети в соответствии с вариантом.
4. Таблицы «Узлы», «Ветиви», «Потери» и «Районы».
5. Графическая схема потокораспределения из ПВК RastrWin.
6. Построенные по результатам расчёта потерь диаграммы, характеризующие состав потерь активной и реактивной мощности в рассматриваемой сети.
7. Выполнить анализ потерь по построенным диаграммам.
8. Выводы по работе.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Защита лабораторной работы происходит только после его выполнения (индивидуального задания). При защите лабораторной работы студент отвечает на контрольные вопросы, приведенные в конце, и поясняет выполненное индивидуальное задание. Ход защиты лабораторной работы контролируется преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Назначение расчёта и анализа потерь мощности.
2. Виды потерь мощности.
3. На какие виды можно разделить потери по критерию «характер потерь»? Опишите эти виды.
4. Какие виды потерь позволяет определить ПВК RastrWin?

Литература: 6, 8, 9, 10.

10. ВЫБОР РЕГУЛИРОВОЧНЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ НА ТРАНСФОРМАТОРАХ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Цель – произвести выбор регулировочных ответвлений на трансформаторах понизительных подстанций на основании расчётов по программе RastrWin для максимального, минимального и послеаварийного режимов.

Теоретическая часть

Напряжение в узлах сети постоянно меняется из-за изменения нагрузки, режима работы источников питания, схемы сети.

Регулированием напряжения называется процесс изменения напряжения в характерных точках сети с помощью специальных технических средств. Способы регулирования напряжения возникли с возникновением электрических сетей. Их развитие происходило от низших уровней управления к высшим. Сначала использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей и непосредственно у потребителей и на энергоблоках электростанций. Сейчас эти методы регулирования напряжения называются *локальными*. По мере развития сетей и объединения их в крупные энергосистемы возникла необходимость координировать работу локальных методов. Координирование относится к высшим уровням регулирования напряжения.

Локальное регулирование может быть централизованным и местным. *Централизованное управление* выполняется в центрах питания. *Местное регулирование* проводится непосредственно у потребителей.

Регулирование напряжения в центрах питания приводит к изменению режима напряжения во всей сети, которая питается от него. Местное регулирование приводит к изменению режима напряжения в ограниченной части сети.

Регулирование напряжения в ЭЭС можно осуществлять, изменяя [1, 5]:

а) напряжение генераторов электростанций;

б) коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;

в) параметры питающей сети;

г) величину реактивной мощности, протекающей по сети.

Применением перечисленных способов обеспечивается централизованное регулирование напряжения, однако последние три из них могут быть применены и для местного регулирования.

Регулирование напряжения на электростанциях. На электростанциях регулирование напряжения производится на генераторах и повышающих трансформаторах.

Изменение напряжения генераторов возможно за счёт регулирования тока возбуждения. Не меняя активную мощность генератора, напряжение можно изменять в пределах 5 %. Повышение напряжения на 5 % сверх номинального сопровождается увеличением потерь в стали и повышением ее нагрева. При снижении напряжения до 0,95 $U_{ном}$ номинальный ток статора возрастает на 5 % и соответственно увеличивается нагрев обмотки.

На каждой ступени трансформации теряется приблизительно 5–10 % напряжения. Поэтому регулировочного диапазона генераторов явно недостаточно, чтобы поддерживать необходимый уровень напряжения в сети. Кроме того, трудно согласовать требования к регулированию напряжения у близких и удаленных электроприемников. Поэтому генераторы электростанций являются вспомогательным средством регулирования напряжения. Как единственное средство регулирования генераторы применяются только для простейшей системы: электростанция – нераспределенная нагрузка. В этом случае на шинах электростанций осуществляется встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения повышают напряжение в часы максимальной нагрузки и снижают в период минимальной нагрузки.

Изменение напряжения на шинах генератора или электрической станции возможно путём задания напряжения в генераторном узле, заданном моделью P, U=const.

В ПВК RastrWin генератор автоматически определяется программой при задании в параметрах узла: генерации активной мощности (Pг), заданного напряжения (V_зд) и пределов по реактивной мощности генератора (Qmin и Qmax). При этом возможность потребления реактивной мощности задаётся в столбце Qmin со знаком «–», а предельная возможность выработки реактивной мощности Qmax задаётся со знаком «+».

Регулирование напряжения на понижающих подстанциях. Для регулирования напряжения трансформаторами подстанций предусмотрена возможность изменять коэффициент трансформации в пределах 10–20 %. По конструктивному исполнению различают два типа переключающих устройств:

– с регулированием без возбуждения (ПБВ), то есть для изменения коэффициента трансформации трансформатор отключают от сети;

– с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Устройство РПН дороже устройства ПБВ. Стоимость устройства мало зависит от мощности трансформатора. Поэтому относительное удорожание трансформатора с РПН будет значительно большим для трансформаторов меньшей мощности. В связи с этим трансформаторы напряжением 6–20 кВ большей частью выполняются с ПБВ, а трансформаторы напряжением выше 35 кВ с РПН [12].

Устройство РПН, как правило, устанавливают на обмотке высшего напряжения по следующим причинам:

– на стороне высшего напряжения меньшие токи, поэтому устройство имеет меньшие габариты;

– обмотка высшего напряжения имеет большее количество витков, поэтому точность регулирования выше;

– по конструктивному исполнению обмотка высшего напряжения является наружной (магнитопровод – обмотка низшего напряжения – обмотка высшего напряжения). Поэтому ревизию устройства РПН выполнять проще;

– устройство РПН располагают в нейтрали высшей обмотки. Обмотки высшего напряжения соединяются в звезду, а обмотки низшего напряжения соединяются в треугольник. Трёхфазное регулирование проще выполнить на обмотках, соединенных в звезду.

Необходимые уровни напряжения в сети не всегда можно обеспечить с помощью только одних трансформаторов и АТ со встроенным регулированием напряжения. В тех случаях, когда электроснабжение осуществляется одновременно от обмоток АТ СН и НН, бывает необходимо осуществлять регулирование напряжения в сетях обоих напряжений. Для этой цели служат линейные регулировочные трансформаторы. Их установка также позволяет осуществить регулирование без замены ранее установленных нерегулируемых трансформаторов.

Устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 3–20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100 % номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. Отклонения от указанных уровней напряжения должны быть обоснованы.

Регулирование напряжения осуществляется на источниках питания и на приемных понижающих подстанциях. В данной лабораторной работе рассматривается возможность регулирования напряжения на понижающих подстанциях. В качестве основного средства регулирования напряжения принимаются трансформаторы с регулированием рабочих ответвлений под нагрузкой (с РПН), для которых в справочных данных приводятся сведения о ступенях регулирования и месте их установки.

Понижающие двухобмоточные трансформаторы с РПН в нейтрали ВН. Ответвление высшей части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{н\ жел}$, может быть определено по выражению:

$$n_{отв.жел} = \left(\frac{U_H}{U_{H.жел}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}}, \qquad (10.1)$$

где U_H – действительное напряжение НН подстанции, рассчитанное на предыдущем этапе (распечатки расчёта на ЭВМ);

$\Delta U_{отв}$ – ступень регулирования напряжения в процентах.

Вычисленное значение округляется до ближайшего целого числа с учётом максимального числа ответвлений. После этого следует определить действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции:

$$U_H^{дейтв} = \frac{U_H}{1 + n_{отв} \dfrac{\Delta U_{отв}}{100}} \qquad (10.2)$$

и отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения:

$$\delta U = \frac{U_H^{дейтв} - U_{ном}}{U_{ном}} 100\%. \qquad (10.3)$$

Желаемое напряжение на шинах низшего напряжения определяется по выражению:

$$U_{н\ жел} = 1{,}05 \cdot U_{ном}. \qquad (10.4)$$

Трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы, имеющие РПН в нейтрали ВН. Изменение коэффициентов трансформации между обмотками ВН и СН и обмотками ВН и НН производиться взаимосвязано.

Определяем ответвление высшей части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения

$U_{н\ жел}$ по выражению (10.1). После этого определяем действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции по выражению (10.2) и отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения по выражению (10.3).

Определяем действительное напряжение на шинах среднего напряжения подстанции по выражению (10.2) для числа ответвлений определенных для низшего напряжения и отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения по выражению (10.3).

Трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы, имеющие РПН в линии СН. Изменение коэффициентов трансформации производится только между обмотками ВН и СН.

Определяем ответвление высшей части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах среднего напряжения $U_{с\ жел}$, действительное напряжение на шинах среднего напряжения подстанции и отклонение напряжения на шинах среднего напряжения от номинального напряжения по выражениям (10.1–10.3).

Если требуется изменить под нагрузкой коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН, то необходимо установить дополнительно линейный регулятор последовательно с обмоткой НН.

Оборудование и материалы

Расчёты при выполнении лабораторной работы выполняются на ПЭВМ типа IBM с помощью программы Excel, RastrWin3.

Указания по технике безопасности

Техника безопасности при выполнении лабораторной работы совпадает с общепринятой для пользователей персональных компьютеров: самостоятельно не производить ремонт персонального компьютера, установку и удаление программного обеспечения; в случае неисправности персонального компьютера сообщить об этом обслуживающему персоналу лаборатории (оператору, администратору); соблюдать правила техники безопасности при работе с электрооборудованием; не касаться электрических розеток металлическими предметами; рабочее место пользователя персонального компьютера должно содержаться в чистоте; не разрешается возле персонального компьютера принимать пищу, напитки (а также см. приложение 4).

Задание

1. Исходными данными являются результаты выполнения лабораторной работы 2 «Расчёт режима сложнозамкнутой сети с по-

мощью программы RASTR» по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети».

2. Произвести выбор отпаек РПН трансформаторов, используя выражения (10.1–10.3) отдельно для максимального, минимального и послеаварийного режима. Выбор отпаек РПН трансформаторов 3 и 4 произвести без учёта регулирования СН на 3-обмоточном трансформаторе 6.

3. Результаты выбора отпаек РПН по всем подстанциям свести в табл. 10.1 для максимального, минимального и послеаварийного режима.

4. Определить КПД передачи электроэнергии в режиме максимальных нагрузок по выражению:

$$\eta = (\Sigma P_{потр} / P_{ист.})\cdot 100\ \%; \qquad (10.5)$$

где $\Sigma P_{потр}$ – суммарная активная мощность нагрузок всех подстанций; $P_{ист.}$ – активная мощности генерации в базисном (балансирующем) узле (Р_г – расчётная величина в таблице «Узлы»).

Таблица 10.1

Результат выбора отпаек РПН трансформаторов в режиме максимальных нагрузок

№	Регулирование напряжения	$U_н$	$U_{н\ жел}$	$\Delta U_{отв}$	$n_{рас}$	n	$U_{Ндейс}$	U %
11								
22								
33								
44								
55								
66								
602								
77								
88								

Примечание: выбор отпаек РПН трансформаторов для узлов 33 и 44 произведен без учёта регулирования СН на з-х обмоточном трансформаторе.

5. Произвести расчёт анцапф в ПК RastrWin.

Для начала работы необходимо заполнить таблицы «Узлы» и «Ветви» (в таблице «Ветви» не указывать трансформаторные ветви).

Для подготовки информации по трансформаторам существует форма Трансформаторы **–** Трансформаторы.

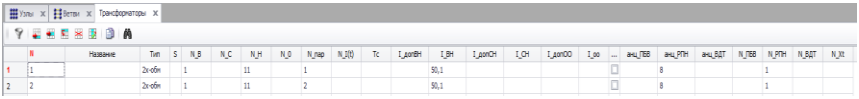


Рис. 10.1. Таблица Трансформаторы

Название – название трансформатора.

Тип – тип трансформатора.

Марка – марка трансформатора.

S – состояние генератора (включен/отключен).

N_B, N_C, N_H, N_0 – номера узлов на высокой/средней/низкой сторонах и номер узла нейтрали соответственно.

U_B, U_C, U_H – номинальные напряжения сторон.

Uk_BC, Uk_BH, Uk_CH – напряжения КЗ между обмотками ВН-СН, ВН-НН, СН-НН соответственно, отнесенные к номинальной мощности (авто)трансформатора Sном, % номинального напряжения.

dP_кз(B-C), dP_кз(B-H), dP_кз(C-H) – потери КЗ между обмотками ВН-СН, ВН-НН, СН-НН соответственно.

dP_xx – потери холостого хода (потери в стали) трёх фаз трансформатора.

I_xx – ток холостого хода трансформатора, % номинального тока.

I_допВН, I_допВН, I_допОО – допустимые токи высокой/средней/общей обмоток соответственно.

I_BH, I_CH, Io – токи на ВН, СН и общей обмотки для АТ соответственно.

Контр. Io – контролировать ток общей обмотки (используется для задачи ВРДО).

N_ПБВ, N_РПН, N_ВДТ – ссылка в таблицу «Анцапфы» на устройство регулирования.

N_Xt – ссылка в таблицу «Анцапфы БД» на коэффициент трансформации. Если это поле задано, то указанные устройства регулирования типа ПБВ, РПН, ВДТ игнорируются.

анц_ПБВ, анц_РПН, анц_ВДТ – номера анцапф соответствующих устройств регулирования.

мин Uk B-C, макс Uk B-C – значения Uk B-C на крайних положениях устройств РПН (используется для пересчёта сопротивлений от номера анцапфы РПН).

В Таблице «Трансформаторы» необходимо заполнить графы: нумерация (нумеруем по порядку), Тип (2-обмоточный, 3-обмоточный), для 2-обмоточного трансформатора заполнить N_B и N_H, для 3-обмоточного – N_B, N_C, N_H, N_0, N_пар (обозначаем параллельную работу трансформаторов 1, 2).

Для подготовки информации параметров трансформаторов по справочным данным необходимо заполнить форму Транс.Паспорт.

Узлы | Ветви | Трансформаторы | Транс.Паспорт

	N	Название	Тип	U_B	U_C	U_H	S_ном	dP_xx	I_xx	Uk_BC	Uk_BH	Uk_CH	dP_кз(B-C)	dP_кз(B-H)	dP_кз(C-H)	мин Uk B-C	макс Uk B-C
1	1		2к-обм	115		11,0	16	19,0	0,70		10,5			85,0			
2	2		2к-обм	115		11,0	16	19,0	0,70		10,5			85,0			

Рис. 10.2. Таблица Транс.Паспорт

U_B, U_H, U_C – напряжение на высшей, низшей и средней обмоток трансформатора;

S_ном – номинальная мощность трансформатора;

Uk_BC, Uk_BH, Uk_CH – напряжения КЗ между обмотками ВН-СН, ВН-НН, СН-НН со-ответственно, отнесенные к номинальной мощности (авто)трансформатора Sном, % номинального напряжения;

dP_xx – потери холостого хода (потери в стали) трёх фаз трансформатора;

I_xx – ток холостого хода трансформатора, % номинального тока;

dP_Кз (В-С), dP_Кз (В-Н), dP_Кз (С-Н) – потери КЗ между обмотками ВН-СН, ВН-НН, СН-НН соответственно.

В таблице Транс.Паспорт заполняем поля: U_B, U_H, S_ном, dP_xx, I_xx, Uk_BH, dP_Кз (В-Н) – для 2-обмоточного трансформатора, U_B, U_H, U_C, S_ном, dP_xx, I_xx, Uk_BC, Uk_BH, Uk_CH, dP_Кз (В-С), dP_Кз (В-Н), dP_Кз (С-Н) – для 3-обмоточного трансформатора.

Создаем файл режима сети, выполнив команду «Сохранить как…» в пункте «Файлы» главного меню и отметив галочкой тип файла режим_анцапфы.rg2, анцапфы.anc, трансформаторы.trn.

Для расчёта АТ/ТТ необходимо включить опцию «Расчёты/Параметры/Режим/ Пересчёт АТ/3х обм. трансформаторов» выбрать – Да, Точность расчёта – 0,001, Плоский старт – Да (плоский старт подразумевает, что каждый расчёт начинается с заданных параметров не зависимо от предыдущего расчёта итераций). Выполняем команду «Сохранить».

Для подготовки информации по анцапфам существует форма «Анцапфы». Для ее открытия выполнить команду «Открыть–Трансформаторы–Анцапфы».

Узлы | Ветви | Трансформаторы | Транс.Паспорт | Анцапфы | Анцапфы_БД

	N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	Кнейт	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1		%	+	РПН	ВН	1	11,0	115,0	9	1,780	9	1,780				
2	2		%	+	РПН	ВН	1	11,0	35,0	9	1,500	9	1,500				

Рис. 10.3. Таблица Анцапфы

N_bd – порядковый номер;
Тип – тип регулирующего устройства;
Место – место установки регулирующего устройства;
Кнейт – число отпаек;
V_нр – нерегулируемое напряжение;
V_рег – регулируемое напряжение;
N_анц – количество отпаек;
Шаг – шаг каждой отпайки.

Количество записей зависит от количества типов трансформаторов.

В окне «Трансформаторы» заполнить графу N_РПН, присваивая номер записи из окна «Анцапфы» – анц_РПН (суммируя количество отпаек + 1).

Выполнить команду «Режим – Расчёт». Для просмотра результатов расчёта анцапф: «Открыть – Трансформаторы – Анцапф_БД – Режим – Расчёт».

Результаты расчёта свести в табл. 10.2, 10.3, 10.4.указанного формата:

Таблица 10.2

Трансформаторы

№	Название	Тип	N_B	N_C	N_H	N_O	N_пар	I_BH	ICH	Анц_РПН	N_РПН
1											
2											
…											

Таблица 10.3

Анцапфы

№	Тип	Место	Кнейт	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1									
2									
…									

Таблица 10.4

Анцапфы_БД

№	Анц.РПН	X_BH	X_CH	X_HH	R_BH	R_CH	R_HH	Uв	Uc	Uн	Uk
1											
2											
…											

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.
2. Исходные данные результаты выполнения лабораторной работы 8.

3. Схема замещения заданной электрической сети в соответствии с вариантом без отключенных участков схемы.

4. Пример расчёта при выборе отпайки РПН для одного трансформатора.

5. Таблицы с результатами выбора отпаек РПН по всем подстанциям для максимального, минимального и послеаварийного режима.

6. Расчёт КПД передачи электроэнергии в режиме максимальных нагрузок по выражению

7. Таблицы с результатами расчёта анцапф в ПК RastrWin.

8. Выводы по работе.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Защита лабораторной работы происходит только после его выполнения (индивидуального задания). При защите лабораторной работы студент отвечает на контрольные вопросы, приведенные в конце, и поясняет выполненное индивидуальное задание. Ход защиты лабораторной работы контролируется преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какие средства регулирования напряжения используются в электрических сетях?

2. В чём отличие трансформаторов с РПН и ПБВ?

3. Как осуществляется регулирование напряжения в трансформаторах с РПН? Изменяется ли при этом коэффициент трансформации?

4. На подстанции с трёхобмоточным трансформатором РПН на ВН. Требуются принципиально различные режимы регулирования напряжения на СН и НН. Используют ли устройство РПН для регулирования напряжения на СН или НН и почему?

5. Какие дополнительные средства регулирования напряжения могут применяться на стороне НН и СН?

Литература: 1, 6, 11, 12.

11. ВЫПОЛНЕНИЕ ВАРИАНТНЫХ РАСЧЁТОВ В ЭЭС С ПОМОЩЬЮ RASTRWIN

Цель – получение практических навыков выполнения вариантных расчётов в ПВК RastrWin.

Теоретическая часть

Макрос вариантных расчётов предназначен для анализа результатов расчётов режимов, полученных с помощью отключения определенных ветвей в разных комбинациях. Отчёт формируется в Microsoft Excel по заданной в макросе форме. Предусмотрена возможность раздельного задания ветвей расчётной модели, отключение которых моделирует ремонтные схемы, и ветвей, отключение которых моделирует аварийные отключения. В процессе работы макрос строит все возможные комбинации отключений ветвей, для каждой комбинации выполняет расчёт установившегося режима и вносит в отчёт параметры перетоков по списку контролируемых ветвей. Это позволяет упростить и ускорить выполнение однотипных операций.

Макрос имеет два параметра, доступных в его тексте: MaxRepair и MaxOutage. Первый определяет количество одновременно отключаемых ветвей в ремонтной схеме, второй – количество одновременно аварийно отключаемых ветвей. По умолчанию эти параметры имеют значение 1, что означает, что макрос будет рассчитывать ремонты и отключения по одной ветви.

При первом запуске макрос подготавливает рабочую область: добавляет в таблицу «Ветви» три поля, необходимые для его работы: «Ремонт», «Откл» и «Отчёт». Если эти поля в рабочей области уже есть, макрос сохраняет их и данных в них не изменяет. Если макрос не обнаружил нужных полей и создал их, будет выдано сообщение о том, что поля готовы, их следует заполнить и запустить макрос повторно.

В поле «Ремонт» должны быть отмечены ветви, которые необходимо отключать в ремонтных схемах. В поле «Откл» должны быть отмечены ветви, аварийное отключение которых требуется моделировать в каждой из ремонтных схем. И в поле «Отчёт» должны быть отмечены ветви, параметры перетоков по которым нужно включить в отчёт. Все поля имеют тип «переключатель». Для того, чтобы эти поля стали видимыми в таблице «Ветви», их

нужно выбрать с помощью команды «Выбор колонок» контекстного меню заголовка таблицы.

Макрос начинает работу исходной схемы, которая загружена в данный момент в RastrWin. Первый расчётный вариант – никаких отключений. Этот вариант в отчёте будет назван «Нормальная схема». По всем ветвям, включенным в отчёт, для этого варианта будут выведены параметры перетоков. Следующий расчётный вариант – отключение одной из ветвей, отмеченных в поле «Ремонт». Аварийных отключений в этом варианте не выполняется. Третий вариант – заданный ремонт и отключение одной из ветвей, отмеченных в поле «Откл». В последующих вариантах будут смоделированы аварийные отключения каждой из ветвей, отмеченных в поле «Откл». После завершения серии расчётов с однократными аварийными отключениям будет выполнена серия с двухкратными отключениями, далее с трёхкратными и так далее, в зависимости от того сколько ветвей отмечено в поле «Откл» и какое значение имеет параметр MaxOutage. После расчёта с заданным ремонтом и отключением всех ветвей, из поля «Откл», макрос перейдет к отключению следующей ветви, отмеченной в поле «Ремонт» и повторит все варианты аварийных отключений. Так же, как в случае с аварийными отключениями, в ремонтных схемах будут смоделированы двухкратные, трёхкратные и другие многократные отключения, в зависимости от значения параметра MaxRepair. Таким образом, макрос переберет все возможные сочетания отключений ветвей в ремонтных схемах.

Назначение вариантных расчётов следующее.

1. Обработка заявок на отключение линий электропередачи и блоков. Во многих случаях анализ заявок должен быть выполнен оперативно, поэтому заранее рассчитывают серии наиболее важных коммутаций, чтобы при поступлении той или иной заявки можно было практически мгновенно определить мероприятие по изменению режима.

2. Выбор установок элементов системной автоматики аварийных режимов: устройства отключения генераторов и нагрузок, противоаварийной автоматики асинхронного хода и др.

3. Анализ режимов работы электрических систем на предстоящий сезон (зависит от времени года, режима работы отдельных станций и др.).

4. Расчёты предельных режимов.

5. Вариантные расчёты при проектировании развития ЭС.

Аппаратура и материалы

Расчёты при выполнении лабораторной работы выполняются на ПЭВМ типа IBM с помощью RastrWin3.

Указания по технике безопасности

Техника безопасности при выполнении лабораторной работы совпадает с общепринятой для пользователей персональных компьютеров: самостоятельно не производить ремонт персонального компьютера, установку и удаление программного обеспечения; в случае неисправности персонального компьютера сообщить об этом обслуживающему персоналу лаборатории (оператору, администратору); соблюдать правила техники безопасности при работе с электрооборудованием; не касаться электрических розеток металлическими предметами; рабочее место пользователя персонального компьютера должно содержаться в чистоте; не разрешается возле персонального компьютера принимать пищу, напитки (см. в Приложении 4).

Задание

1. Для схемы электрической сети, приведнной на рис. 11.1, составить схему замещения, рассчитать параметры схемы замещения.

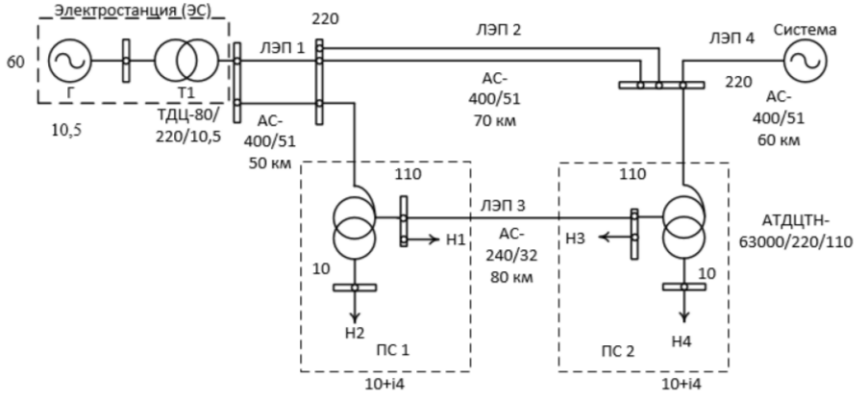


Рис. 11.1. Однолинейная схема электрической сети

2. Составить расчётную модель для расчётов установившихся режимов в ПВК RastrWin.

3. Оформить схему потокораспределения в ПВК RastrWin.

4. Выполнить расчёт нормального режима.

5. Выполнить вариантные расчёты и построить график изменения анализируемой величины согласно варианту задания, приведённого в табл. 11.1.

Таблица 11.1

Задание для лабораторной по вариантным расчётам

№	Задача	(Рекомендуемые контролируемые величины) – КВ	Использовать вкладку
1	Построить с помощью вариантных расчётов зависимость потерь активной и реактивной мощности в сети от напряжения в генераторном узле	ΔP, V_зд	**Узел VQlim Или Узел BGш**
2	Определить наиболее тяжёлый послеаварийный режим при отключении одной линии (определить наиболее загруженную ветвь в режиме N-1)	Ток контролируемых ветвей, загрузка контролируемых ветвей	**Ветвь сост.**
3	Определить зависимость напряжения на ПС1 при изменении коэффициента трансформации автотрансформатора	V, Кт	**Ветвь Кт/Nанц**
4	Построить зависимость потерь в сети при изменении нагрузки на ПС2	ΔP, P_наг(Q_наг)	**Ветвь PQ_наг**
5	Определить изменение напряжения при изменении сечения провода линии (Изменение активного сопротивления)	V, R	**Ветвь RXB.**
6	Определить, как изменятся потери мощности при отключении подстанций, системы, генераторов.	ΔP	**Узел сост.**
7	Построить зависимость напряжения на ПС2 при изменении генерации мощности в узле 1	V, P_ген(Q_ген)	**Ветвь PQ_ген**
8	Определить изменение тока в ветви ЛЭП3 при изменении заданного модуля напряжения генератора	Ток контролируемых ветвей, V_зд	**Узел VQlim**
9	Построить с помощью вариантных расчётов зависимость потерь активной и реактивной мощности в сети от напряжения в генераторном узле	ΔP, V_зд	**Узел BGш**
10	Построить зависимость потерь активной и реактивной мощности в сети при изменении нагрузки на ПС2	ΔP, P_наг	**Узел PQнаг**
11	Определить изменение напряжения при изменении сечения провода линии (Изменение индуктивного сопротивления)	V, X	**Ветвь RXB.**
12	Построить зависимость напряжения на ПС1 при изменении генерации мощности на генераторе		**Узел PQген**
13	Определить зависимость напряжения на ПС2 при изменении коэффициента трансформации автотрансформатора	V, Кт	**Ветвь Кт/Nанц**

14	Определить изменение тока в ветви ЛЭП2 при изменении заданного модуля напряжения генератора	Ток контролируемых ветвей, V_зд	**Узел VQlim**
15	Показать зависимость тока, протекающего по ЛЭП 3 при увеличении нагрузки	deltaP_наг, Ток контролируемых ветвей	**Узел deltaPQнаг**
16	Показать зависимость тока, протекающего по ЛЭП 3 при изменении генерации мощности на генераторе	deltaP_ген, Ток контролируемых ветвей	**Узел deltaPQген**
17	Показать зависимость тока, протекающего по ЛЭП 2 при увеличении нагрузки 4	deltaP_наг, Ток контролируемых ветвей	**Узел deltaPQнаг**
18	Определить изменение напряжения при изменении сечения провода линии (Изменение емкостной проводимости)	V, В	**Ветвь RXB.**
19	Показать зависимость тока, протекающего по ЛЭП 1 при увеличении нагрузки 2	deltaP_наг, Ток контролируемых ветвей	**Узел deltaPQнаг**
20	Построить зависимость потерь активной и реактивной мощности в сети при изменении нагрузки на ПС1	ΔP, P_наг	**Узел PQнаг**

6. Сделать выводы по результатам проведённых расчётов.

Алгоритм выполнения вариантных расчётов, в RastrWin3 следующий:

1. Задаются контрольные величины, которые необходимы для дальнейшего расчёта и анализа. Для этого нужно поставить курсор на необходимую величину в таблице Узлы, Ветви и др., правой кнопкой мыши вызвать контекстное меню, выбрать **Добавить в КВ** (рис. 11.2);

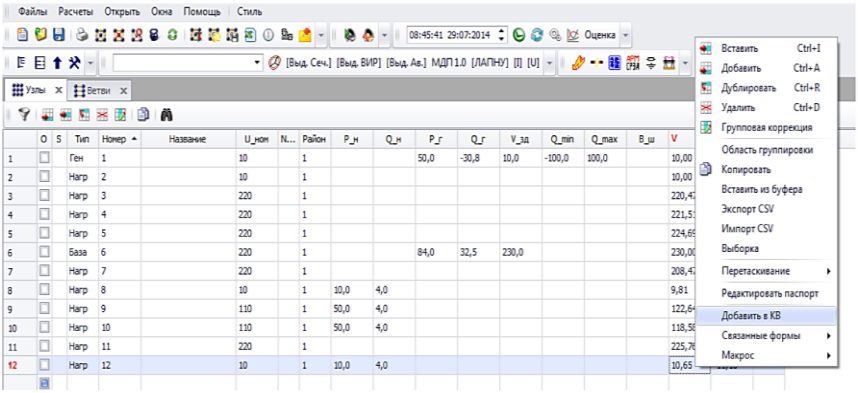


Рис. 11.2. Добавление величины в КВ

2. Задаются изменяемые величины (отключаемые элементы нагрузки, мощности компенсирующих устройств). Для этого в меню «Открыть/Вариант» заполняются таблицы «Варианты_Название» и «Варианты_Содержание» (рис. 11.3).

В таблице «Варианты_Название» задаётся нумерация, названия и состояния варианта. Здесь необходимо задать уникальный номер варианта, и название данного варианта (рис. 11.3).

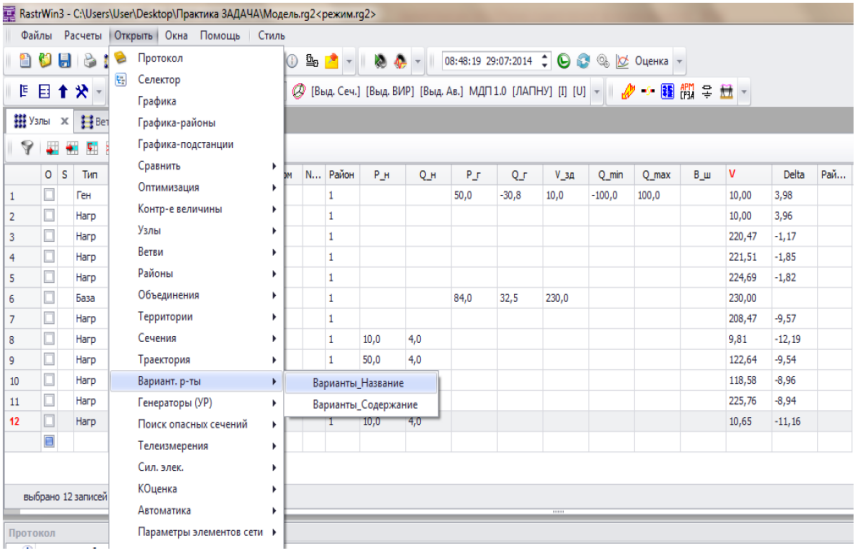
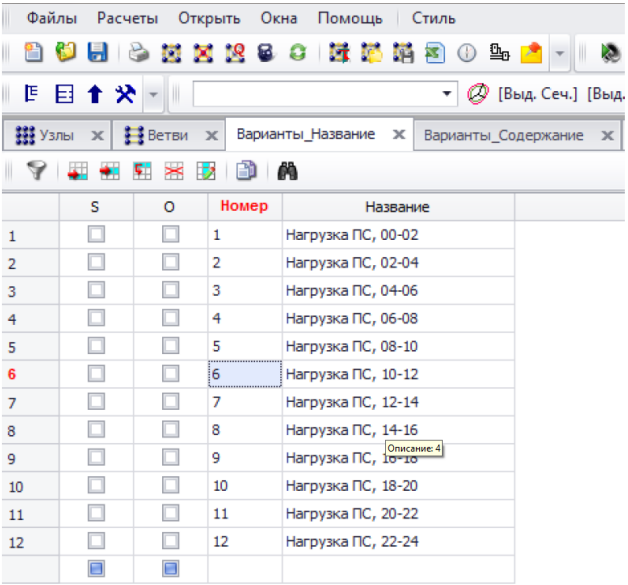


Рис. 11.3. Открытие таблиц Варианты_Название и Варианты_Содержание

Таблица «Варианты_Содержание» (рис. 11.4) используется для описания изменений, вносимых в режим. В этой таблице нужно задать номер варианта, из таблицы «Варианты_Название», тип изменения (отключение линии, изменение параметров и и т. д.) и значение изменяемых параметров.

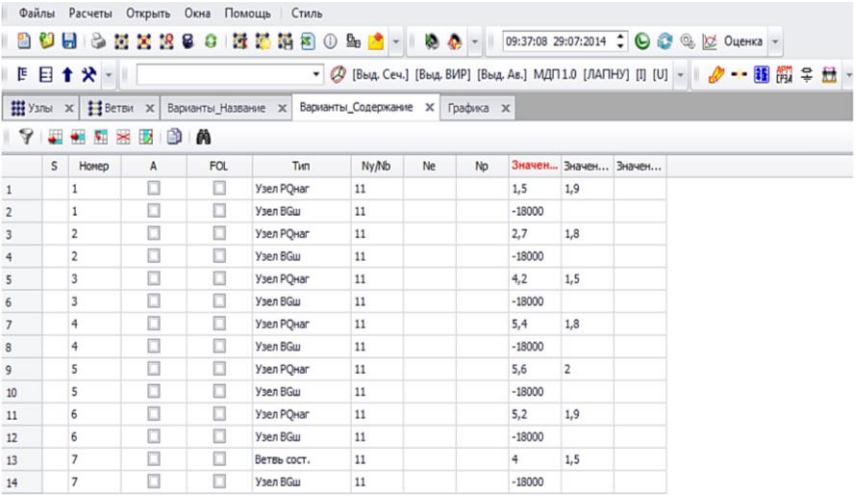
В таблице «Варианты_Содержание» **Ny/N_нач** – номер узла или номер начала линии, **N_кон** – номер конца линии, в которых осуществляются изменения. Значения изменяемых параметров заполняется в столбцах **Значение1, Значение2 или Значение3.** Изменяемый параметр при выполнении вариантных расчётов задаётся в столбце **Тип** (рис. 11.5).

Пример изменения нагрузки и мощности батареи конденсаторов в узле 11 в таблице Варианты_Содержание показан на рис. 11.6.



	S	O	Номер	Название
1			1	Нагрузка ПС, 00-02
2			2	Нагрузка ПС, 02-04
3			3	Нагрузка ПС, 04-06
4			4	Нагрузка ПС, 06-08
5			5	Нагрузка ПС, 08-10
6			6	Нагрузка ПС, 10-12
7			7	Нагрузка ПС, 12-14
8			8	Нагрузка ПС, 14-16
9			9	Нагрузка ПС, 16-18
10			10	Нагрузка ПС, 18-20
11			11	Нагрузка ПС, 20-22
12			12	Нагрузка ПС, 22-24

Рис. 11.4. Таблица Варианты_Название



	S	Номер	A	FOL	Тип	Ny/Nb	Ne	Np	Значен...	Значен...	Значен...
1		1			Узел PQнаг	11			1,5	1,9	
2		1			Узел BGш	11			-18000		
3		2			Узел PQнаг	11			2,7	1,8	
4		2			Узел BGш	11			-18000		
5		3			Узел PQнаг	11			4,2	1,5	
6		3			Узел BGш	11			-18000		
7		4			Узел PQнаг	11			5,4	1,8	
8		4			Узел BGш	11			-18000		
9		5			Узел PQнаг	11			5,6	2	
10		5			Узел BGш	11			-18000		
11		6			Узел PQнаг	11			5,2	1,9	
12		6			Узел BGш	11			-18000		
13		7			Ветвь сост.	11			4	1,5	
14		7			Узел BGш	11			-18000		

Рис. 11.5. Таблица «Варианты_Содержание»

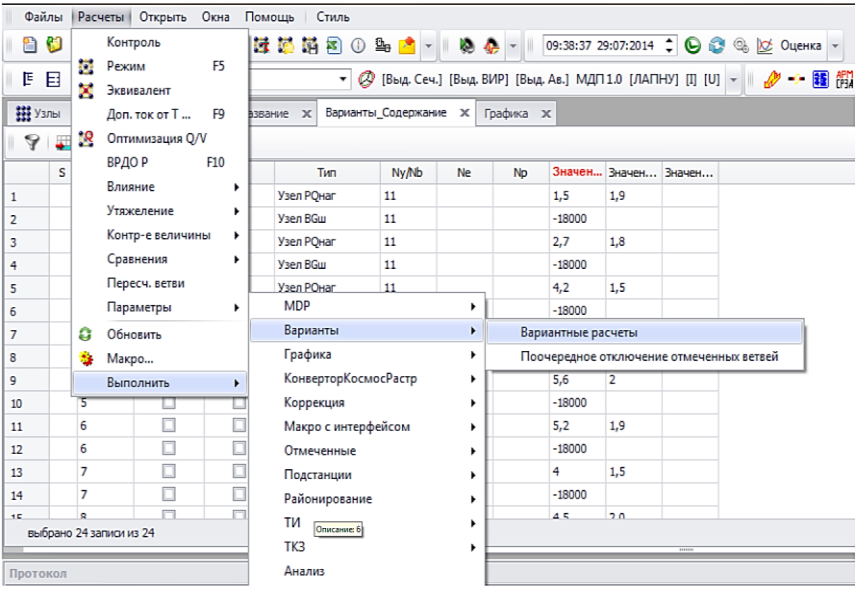


Рис. 11.6. Макрос вариантных расчётов

3. Выполняется вариантный расчёт. В меню «Расчёты – Выполнить» выбирается макрос «Вариантные расчёты» (рис. 11.6). При запуске макрос запрашивает имя файла базового режима, а затем путь, по которому следует сохранить файлы вариантных расчётов.

Возможности, заложенные в программе RastrWin по выполнению вариантных расчётов, представлены табл. 11.2.

Таблица 11.2

Правила изменения полей при выполнении вариантных расчётов в RastrWin3

Тип изменения	Описание	Значения
Ветвь сост.	Отключение или включение ветви	Значение1=0 – Отключить Значение1=1 – Включить
Ветвь РХВ	Изменение параметров ветви	Значение1- R Значение2- X Значение3- B
Ветвь Кт/Nанц	Изменение Кт или №_анцапфы	Значение1 – Кт Значение2 – N_анц
Ветвь N_реакт	Изменение числа реакторов на линии	Значение1– Np-p_нач Значение2- Np-p_кон
Узел сост.	Отключение или включение узла	Значение1=0 – Отключить Значение1=1 – Включить
Узел PQнаг	Изменение нагрузки узла	Значение1– P_наг Значение2 – Q_наг

Узел PQген	Изменение генерации узла	Значение1- P_ген Значение2 – Q_ген
Узел VQlim	Изменение заданного модуля и диапазонов реактивной мощности	Значение1 – V_зд Значение2 – Q_min Значение3 – Q_max
Узел BGш	Изменение параметров шунта в узле (постоянная часть)	Значение1 – V_зд
Узел N_реакт	Изменение числа реакторов в узле	Значение1 – Np-p
Узел deltaPQнаг	Увеличение нагрузки узла на заданную величину	Значение1 -deltaP_наг Значение2 – deltaQ_наг
Узел deltaPQген	Увеличение генерации узла на заданную величину	Значение1 -deltaP_ген Значение2 – deltaQ_ген
Ген. сост.	Отключение или включение генератора	Значение1=0 – Отключить Значение1=1 – Включить
Ген. P&lim	Изменение мощности генератора	Значение1 – P Значение2 –P_min Значение3 – P_max
Ген. Qlim	Изменение пределов реактивной мощности генератора	Значение1 – Q_min Значение2 – Q_max

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.
2. Исходные данные. Таблицы «Узлы», «Ветви».
3. Результаты выполнения работы. Таблицы «Варианты_Название», «Варианты_Содержание».
4. Графики изменения контролируемых величин.
5. Выводы по работе.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Защита лабораторной работы происходит только после его выполнения (индивидуального задания). При защите лабораторной работы студент отвечает на контрольные вопросы, приведенные в конце, и поясняет выполненное индивидуальное задание. Ход защиты лабораторной работы контролируется преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Назначение вариантных расчётов.
2. Опишите алгоритм выполнения вариантных расчётов в RastrWin3.

Литература: 1, 8.

12. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В RASTRWIN

Цель – ознакомление с порядком расчёта токов короткого замыкания в ПВК RastrWin (RastrKZ).

Теоретическая часть

Расчёт токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания; для выбора уставок и оценки возможного действия релейной защиты и автоматики; для определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи; для выбора заземляющих устройств.

При расчётах токов КЗ допускается не учитывать:

1) сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных генераторов, компенсаторов и электродвигателей, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;

2) ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;

3) насыщение магнитных систем электрических машин;

4) поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330–500 кВ, если их длина не превышает 150 км.

Допускается производить расчёт периодической составляющей тока КЗ, не учитывая активные сопротивления элементов электроэнергетической системы, если результирующее эквивалентное сопротивление относительно точки КЗ не превышает 30 % результирующего эквивалентного индуктивного сопротивления.

Схема замещения электроэнергетической системы представляет собой совокупность схем замещения ее отдельных элементов, соединенных между собой в той же последовательности, что и на расчётной схеме.

Для проведения расчётов ТКЗ необходимо иметь расчётную схему электрической сети рассматриваемой энергоситемы. На основе расчётной схемы составляют схему замещения электроэнергетической системы.

Составление схемы замещения и расчёт её параметров выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 [3].

Программный комплекс RastrKZ (в составе Rastr 3) предназначен для расчёта токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

В настоящее время в Rastr 3 реализованы следующие функции [1, 2]:

– расчёт металлических КЗ 1, 2, 3, 1.1, одно и многократных;

– учёт взаимоиндукции линий;

– учёт мнимых коэффициентов трансформации;

– расчёт влияния размыкания линий на ТКЗ и шунты;

– ускоренный расчёт повреждений без рефакторизации матрицы проводимости;

– расчёт шунта для моделирования КЗ в расчёте установившегося режима и электромеханическом переходном процессе;

– расчёт тока в грозотросе ЛЭП.

В данной лабораторной работе рассматривается только расчёт токов КЗ в начальный момент времени при симметричном и несимметричных КЗ.

Для выполнения расчётов необходимо составление схемы замещения и расчёт её параметров. Параметры элементов схем замещения в ПВК RastrWin3 задаются в именованных единицах (Ом, кВ) без приведения значений параметров расчётных схем к одной ступени напряжения сети и с учётом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

При расчёте начального значения периодической составляющей тока трёхфазного КЗ (IП0) должны быть учтены все синхронные генераторы и компенсаторы, а также синхронные и асинхронные электродвигатели мощностью 100 кВт и более, если эти электродвигатели не отделены от точки КЗ токоограничивающими реакторами или силовыми трансформаторами. В автономных системах при расчётах токов КЗ следует учитывать и электродвигатели мощностью менее 100 кВт, если их доля в суммарном токе КЗ составляет не менее 5 %.

На первом этапе расчёта на основе принципиальной схемы электроэнергетической системы составляют расчётную схему. На ней в однолинейном изображении показывают источники электроэнергетической системы, точки КЗ и все силовые элементы, по которым возможно протекание тока КЗ.

Для синхронных генераторов и электродвигателей, которые до КЗ работали с перевозбуждением, сверхпереходную ЭДС (фазное значение) в киловольтах следует определять по формуле (5.1):

$$E''_{\phi} = \sqrt{(U_{\phi|0|} + I_{|0|} \cdot x''_d \cdot \sin\varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|} \cdot x''_d \cdot \cos\varphi_{|0|})^2}\,, \quad (12.1)$$

где $U_{ф|0|}$ – фазное напряжение на выводах машины в момент, предшествующий КЗ, кВ; $I_{|0|}$ – ток статора в момент, предшествующий КЗ, кА; $\varphi_{|0|}$ – угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий КЗ, град.

Для синхронных генераторов и электродвигателей, работавших до КЗ с недовозбуждением, сверхпереходную ЭДС следует определять по формуле 12.2:

$$E''_{ф} = \sqrt{(U_{ф|0|} - I_{|0|} \cdot x''_d \cdot \sin\varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|} \cdot x''_d \cdot \cos\varphi_{|0|})^2}\,. \quad (12.2)$$

Для синхронных компенсаторов, работавших до КЗ с перевозбуждением,

$$E''_{ф} = U_{ф|0|} + I_{|0|} \cdot x''_d\,. \quad (12.3)$$

Для синхронных компенсаторов, работавших до КЗ с недовозбуждением

$$E''_{ф} = U_{ф|0|} - I_{|0|} \cdot x''_d\,. \quad (12.4)$$

Для асинхронных электродвигателей сверхпереходную ЭДС следует определять по формуле 12.5:

$$E''_{ф} = \sqrt{(U_{ф|0|} - I_{|0|} \cdot x'' \cdot \sin\varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|} \cdot x'' \cdot \cos\varphi_{|0|})^2}\,. \quad (12.5)$$

Для эквивалентного источника (системы):

$$E''_{ф} = E_{ф} = U_{ф|0|}\,. \quad (12.3)$$

Для эквивалентной нагрузки:

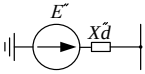
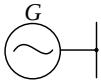
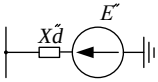
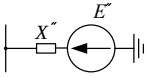
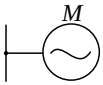
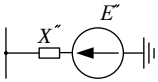
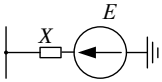
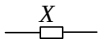
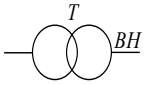
$$E''_{ф} = 0{,}85 \cdot U_{ф|0|}\,. \quad (12.3)$$

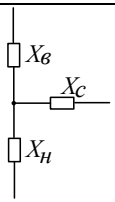
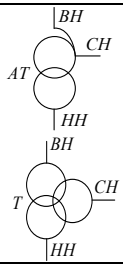
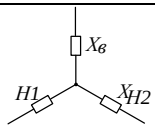
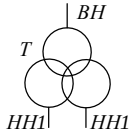
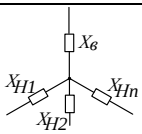
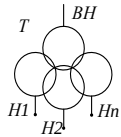
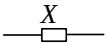
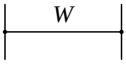
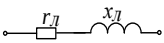
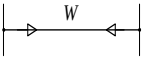
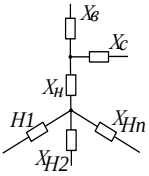
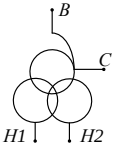
Если параметры режима, предшествующего КЗ, не заданы, то принимают, что до КЗ электрические машины работали в номинальном.

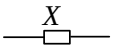
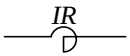
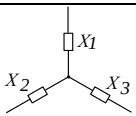
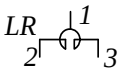
Наиболее часто встречающиеся расчётные схемы элементов электроэнергетической системы и выражения для расчётов сопротивлений их схем замещений приведены в табл. 12.1.

Таблица 12.1

Расчётные схемы и параметры расчётных схем элементов прямой последовательности

Наименование элемента	Схема замещения	Расчётная схема	Сопротивления элементов
Генератор (синхронный компенсатор)			$x = x''_d = x''_{*d\,(ном)} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$
Синхронный двигатель			$x = x''_d = x''_{*d\,(ном)} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$ $x''_{*d\,(ном)} = \frac{1}{I_{*пуск}} \cdot \sqrt{1-(M_{*пуск}/I_{*пуск})^2}$
Асинхронный двигатель			$x = x''_d = x''_{*d\,(ном)} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$ $x''_{*(ном)} = \frac{1}{K_П}; \; S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos\varphi_{ном} \cdot \frac{\eta}{100}}$
Эквивалентная нагрузка			$x = x'' = 0{,}35 \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$
Эквивалентный источник (система)			$x = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк.ном}}$ или $x = x_{*(ном)} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$
Двухобмоточный трансформатор			$x = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$

Трёхобмоточный транс-форматор (автотранс-форматор)			$x_B = \frac{0{,}5(u_{kBC} + u_{kBH} - u_{kCH})}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$ $x_C = \frac{0{,}5(u_{kBC} + u_{kCH} - u_{kBH})}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$ $x_H = \frac{0{,}5(u_{kBH} + u_{kCH} - u_{kBC})}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$
Двухобмоточный трансформатор с об-моткой НН, расщеп-лённой на две части			$x_B = \frac{0{,}125 \cdot u_{kBH}}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$ $x_{H1} = x_{H2} = \frac{1{,}75 \cdot u_{kBH}}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$
Двухобмоточный трансформатор с об-моткой НН, расщеп-лённой на n ветвей			$x_B = 0{,}01 \cdot (U_{kB-H} - \frac{U_{kH1-Hn}}{2n})$ $x_{H1} = x_{H2} = x_{Hn} = 0{,}005 \cdot U_{kH1-Hn}$
Воздуш-ная линия			$x = x_1 \cdot l$
Кабельная линия			$x = x_1 \cdot l$ $R = R_1 \cdot l$
Автотрансформ атор с обмоткой НН, расщеплённой на n ветвей			$x_B = \frac{0{,}5(u_{kBC} + u_{kBH} - u_{kCH})}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$ $x_C = \frac{0{,}5(u_{kBC} + u_{kCH} - u_{kBH})}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$ $x_H = \frac{0{,}5(u_{kBH} + u_{kCH} - u_{kBC})}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}$ $x_{H1} = x_{H2} = x_{Hn} = 0{,}005 \cdot U_{kH1-Hn}$ $x'_H = x_H - 0{,}01 \cdot \frac{U_{kH1-Hn}}{2n}$

Реактор			$x = x_{ном}$
Сдвоенный реактор			$x_1 = -k_{св} \cdot x_{ном}$ $x_2 = x_3 = (1 + k_{св}) \cdot x_{ном}$ $k_{св} \cdot x_{ном}$

Для расчёта токов при несимметричных КЗ используется метод симметричных составляющих. При этом кроме схемы замещения прямой последовательности для расчёта двухфазного КЗ необходимо составить схему замещения обратной последовательности, а для расчёта однофазного и двухфазного КЗ на землю – также схему замещения нулевой последовательности.

Схема замещения обратной последовательности по конфигурации аналогична схеме замещения прямой последовательности, т.е. в ней должны быть представлены все элементы исходной расчётной схемы.

Схема замещения нулевой последовательности обычно существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчётной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчётной схемы.

Циркуляция токов нулевой последовательности возможна только в том случае, если обмотка трансформатора, обращенная в сторону расчётной точки КЗ, соединена в звезду с заземленной нейтралью [3].

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности элементов вводятся в ПВК RastrWin 3 в таблицах «Ветви/Несим/ИД» и «Генератор/Несим».

В RastrWin 3 место заземления нейтрали в расчётной схеме обозначается в таблице «Узы/Несим/ИД» в графе **Тип0**. Значение «зак» – представляет собой землю в нулевой последовательности. Значение «у» – представляет собой не заземлённый узел в нулевой последовательности [1].

Схема замещения нулевой последовательности двухобмоточного трансформатора, обмотки которого соединены по схеме Y_0/Δ, представлена на рис. 12.1*а.*

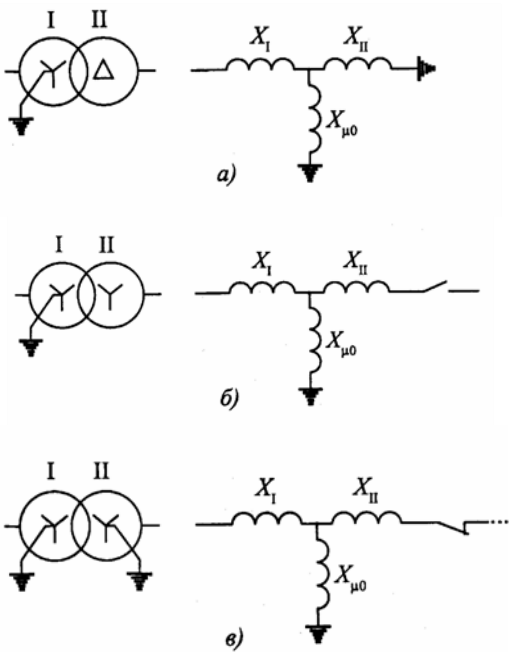


Рис. 12.1. Схемы замещения нулевой последовательности двухобмоточных трансформаторов

В исходной схеме замещения нулевой последовательности трансформатор с указанной схемой соединения обмоток представляется в виде одного индуктивного сопротивления $X_{T0} = X_I + X_{II}$, которое с противоположной стороны (идя от расчётной точки КЗ) соединяется с точкой нулевого потенциала схемы замещения (с землей) [3].

В случае соединения обмоток двухобмоточного трансформатора по схеме *Y*0/*Y* циркуляция токов нулевой последовательности в обмотке, соединенной в звезду, невозможна (см. схему замещения нулевой последовательности такого трансформатора на рис. 12.1*б)*. Поскольку у трансформаторов с номинальным напряжением обмоток свыше 1 кВ сопротивление $X_{\mu 0}$ весьма значительно, то в схему замещения нулевой последовательности такие трансформаторы не вводят.

Схема замещения нулевой последовательности двухобмоточного трансформатора, обмотки которого соединены по схеме Y_0/Y_0, представлена на рис. 12.1в. Трансформатор необходимо вводить в исходную схему замещения нулевой последовательности только в

том случае, если на стороне обмотки II имеется контур для циркуляции токов нулевой последовательности (имеются в виду электроустановки напряжением свыше 1 кВ, когда $X_{\mu 0} >> X_{I} + X_{II}$).

Сопротивление нулевой последовательности трёхобмоточного трансформатора со стороны обмотки, соединенной в звезду с заземленной нейтралью, зависит от схемы соединения двух других обмоток. Обычно одна из них соединена треугольником, а другая может быть соединена или треугольником, или в звезду с изолированной нейтралью, или в звезду с заземленной нейтралью [3].

Если обе обмотки соединены в треугольник, компенсация тока нулевой последовательности обмотки, обращенной к расчётной точке КЗ, осуществляется токами обеих обмоток, соединенных треугольником, и схема замещения нулевой последовательности такого трансформатора имеет вид, как показано на рис. 12.2*а*. При этом сопротивление нулевой последовательности трансформатора $X_{т0} = X_{I} + X_{II} // X_{III}$.

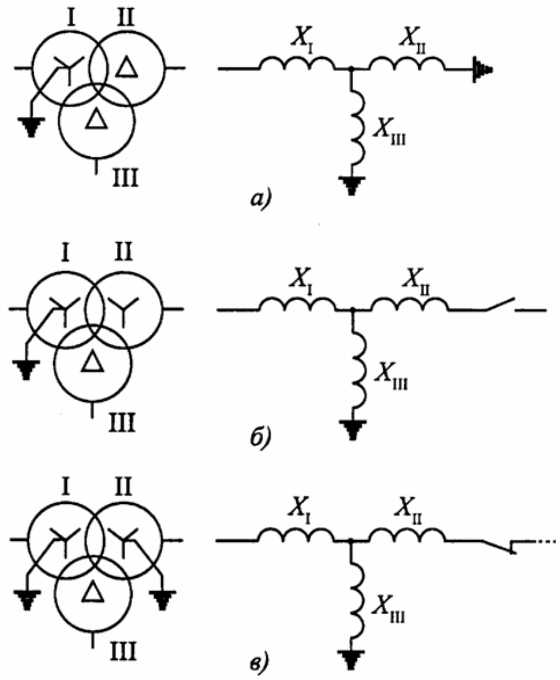


Рис. 12.2. Схемы замещения нулевой последовательности трёхобмоточных трансформаторов

Если одна из них соединена треугольником, а другая соединена в звезду с изолированной нейтралью, протекание тока нулевой последовательности невозможно, поэтому сопротивление нулевой последовательности такого трансформатора $X_{т0} = X_I + X_{III}$.

Если одна из них соединена треугольником, а другая соединена в звезду с заземленной нейтралью циркуляция тока нулевой последовательности возможна и в обмотке II, если в сети, электрически связанной с этой обмоткой, обеспечены условия для замыкания этого тока.

Схема замещения нулевой последовательности автотрансформатора, который имеет обмотку, соединенную треугольником, а его нейтраль заземлена наглухо, аналогична схеме замещения нулевой последовательности трёхобмоточного трансформатора, у которого обмотки соединены по схеме $Y_0/Y_0/\Delta$ (рис. 12.2*в)*.

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности воздушной линии электропередачи зависит от сечения проводов, расстояний между фазами, наличия или отсутствия заземленных тросов и других линий, проложенных по той же трассе, и многих других факторов. Поэтому его следует определять расчётным путем в соответствии с методикой приведённой в [3].

Однако, при приближённых расчётах токов несимметричных КЗ для ВЛ допускается рассчитывать сопротивления нулевой последовательности по упрощённым выражениям. А именно, по средним значениям отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей воздушных линий электропередачи, приведенным в табл. 12.2.

Таблица 12.2

Средние значения отношения X_0/X_1 для воздушных линий электропередачи

Характеристика линии	$X0/X1$
Одноцепная линия без заземленных тросов	3,5
То же, со стальными заземленными тросами	3,0
То же, с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов	2,0
Двухцепная линия без заземленных тросов	5,5
То же, со стальными заземленными тросами	4,7
То же, с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов	3,0

Сопротивление нулевой последовательности кабелей зависит от характера их прокладки, наличия или отсутствия проводящей оболочки, сопротивления заземлений проводящей оболочки (если она имеется) и других факторов. При приближённых расчётах токов несимметричных КЗ допустимо принимать $X_0 = (3{,}5 \div 4{,}5)X_1$ и $R_0=10R_1$.

При выполнении расчётов в настоящей лабораторной работе допускается использование приближённых методов расчёта элементов схем замещения.

Порядок расчёта ТКЗ В ПВК RastWin

1. Для создания нового файла для расчётов несимметричных режимов необходимо воспользоваться командой «Новый» в меню «Файлы» и выбрать в диалоговом окне тип файла «динамика.rst» (рис. 12.3).

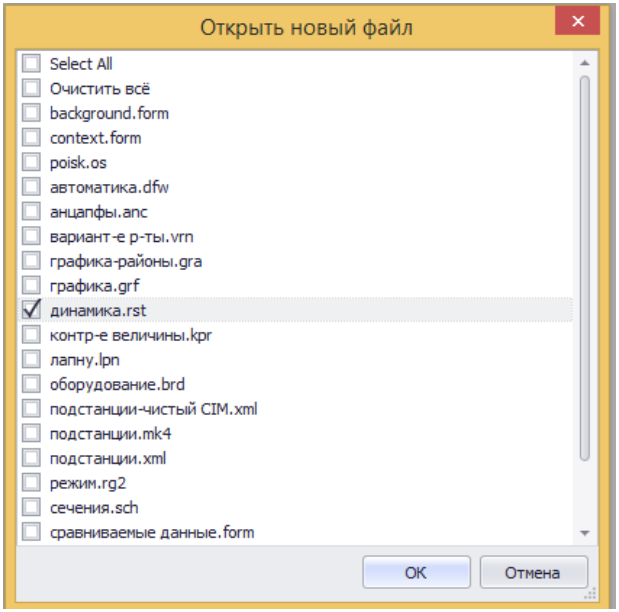


Рис. 12.3. Загрузка шаблона для расчёта несимметричных режимов

Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной, и нулевой последовательности, по узлам, ветвям и генераторам.

2. Все исходные данные (ИД) вводятся в таблицы Узлы / Несим / ИД, Ветви / Несим / ИД, Генератор / Несим, которые находятся во вкладке Открыть / Нессиметрия (рис. 12.4).

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПВК RastWin. Параметры схем замещения вводятся в именованных единицах.

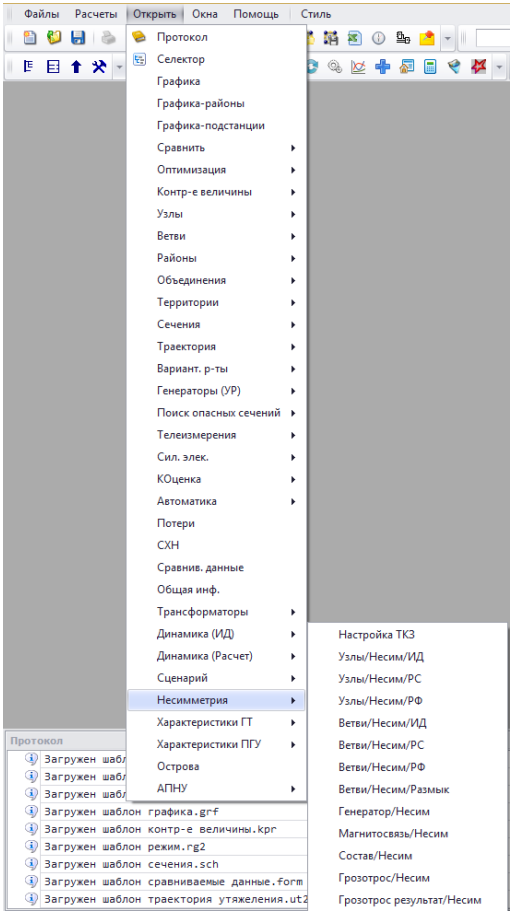


Рис. 12.4. Открытие вкладки для моделирования несимметричных режимов

Для генераторов нужно указать номер агрегата «N агр» и номер узла «N узла», к которому присоединен агрегат. Колонку ЭДС генератора, для расчёта ТКЗ «E» заполняем значениями, полученными в результате соответствующего расчёта.

3. В таблице «Состав/Несим» (рис. 12.5) задаётся точка несимметрии, тип несимметрии.

В колонках «№» и «№ сост» указываем номер несимметрии и номер составляющей несимметрии. В колонке «Тип» предлагается выбрать вид короткого замыкания (трёхфазное, даухфазное, однофазное). Для указания места короткого замыкания используем

колонку «П1», в ней задается номер узла в котором произойдет несимметрия.

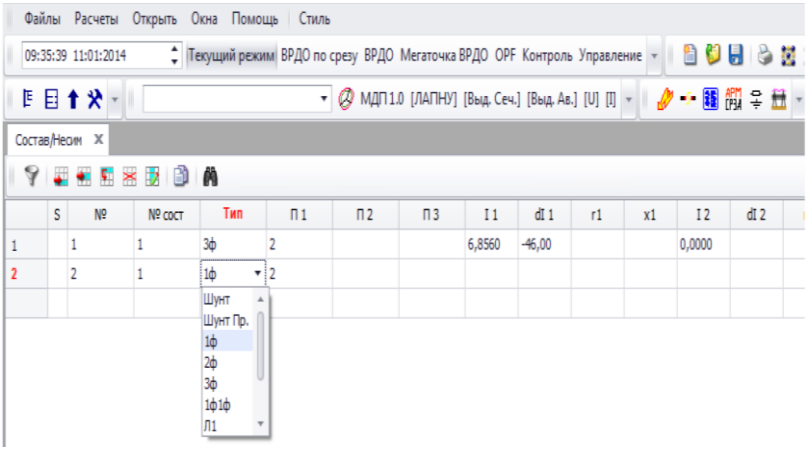


Рис. 12.5. Таблица «Состав/Несим»

4. Выполняется расчёт ТКЗ в точке № 1 нажатием кнопки .

5. Результаты расчёта переносятся на графическую схему. Для этого открывается окно для рисования графической схемы как для расчётов установившихся режимов (Открыть/Графика). Формируется стандартная графика сети. Далее запускается макрокоманда: «Расчёты/Выполнить/ТКЗ/Настроить графику для ТКЗ» (рис. 12.6).

После преобразования графическая схема сохраняется в формате *.grf. Вид схемы с результатами расчёта ТКЗ приведён на рис. 12.7.

При тестовом изучении функций программы, не требующем точных расчётов, предусмотрена возможность применения макрокоманды для формирования параметров схем замещения обратной и нулевой последовательностей.

Макрос генерации приблизительных данных последовательностей, находится в директории «macro» и называется «MakeNonSym.rbs». Он работает в автоматическом режиме и не требует настройки. Данный макрос можно запустить через меню Расчёты/Выполнить/ТКЗ/«MakeNonSym (рис. 12.8).

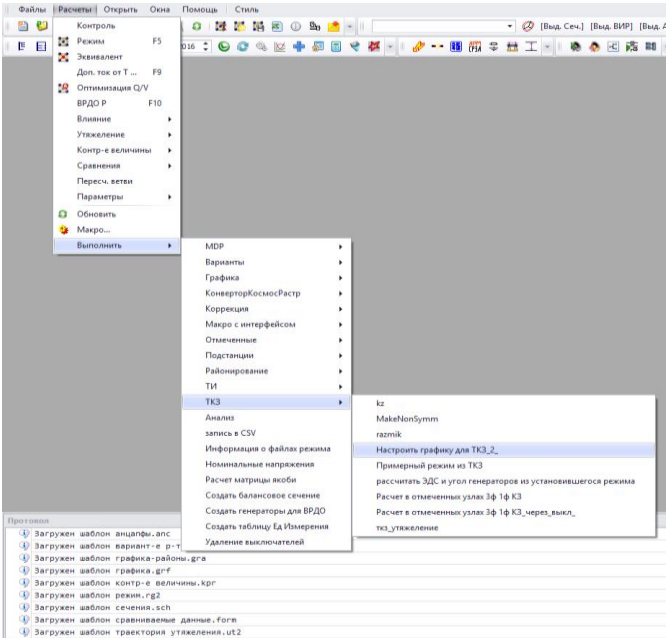


Рис. 12.6. Создание графической схемы для ТКЗ

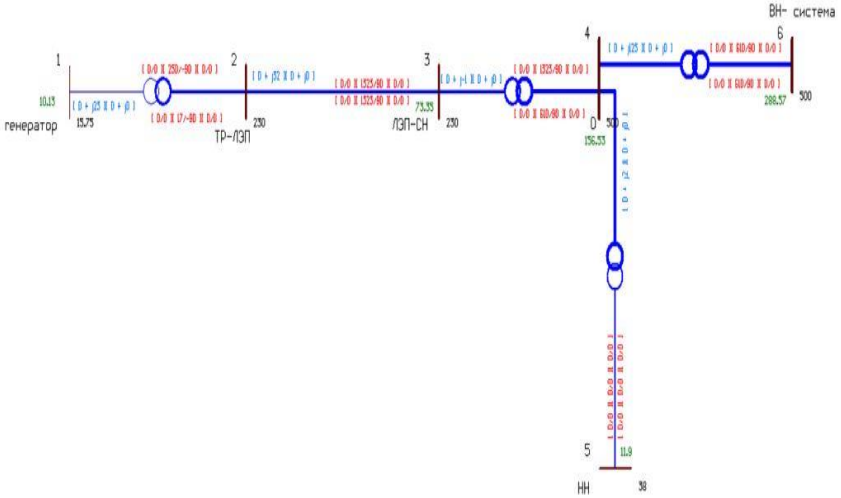


Рис. 12.7. Вид графической схемы в ПВК RastWin
с результатами расчёта ТКЗ

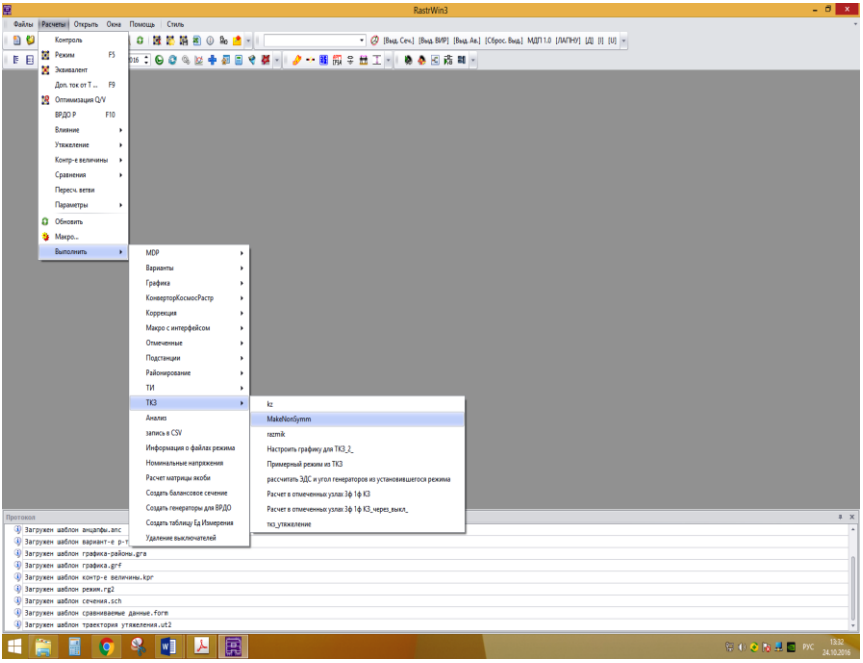


Рис. 12.8. Запуск макроса генерации приблизительных данных по нулевой и обратной последовательностям

Оборудование и материалы

Расчёты при выполнении лабораторной работы выполняются на ПЭВМ типа IBM с помощью RastrWin3.

Указания по технике безопасности

Техника безопасности при выполнении лабораторной работы совпадает с общепринятой для пользователей персональных компьютеров: самостоятельно не производить ремонт персонального компьютера, установку и удаление программного обеспечения; в случае неисправности персонального компьютера сообщить об этом обслуживающему персоналу лаборатории (оператору, администратору); соблюдать правила техники безопасности при работе с электрооборудованием; не касаться электрических розеток металлическими предметами; рабочее место пользователя персонального компьютера должно содержаться в чистоте; не разрешается возле персонального компьютера принимать пищу, напитки.

Инструкция по технике безопасности при выполнении работ в лабораториях кафедры приведена в Приложении 4.

Задание

По номеру варианта, заданному преподавателем, выбираются параметры электрической станции, ЛЭП, приемной подстанции, системы, номер точки КЗ для расчёта (табл. П.2.1).

Для заданной схемы сети (рис. П.2.1) требуется следующее.

1. Составить однолинейная схема электрической сети, для которой будет выполняться расчёт ТКЗ (оформление по ГОСТ АмГУ).

2. Составить схемы замещения для расчёта токов КЗ и рассчитываются их параметры.

3. В RastrWin 3 ввести необходимые данные по узлам (Узлы/Несим/ИД), ветвям (Ветви/Несим/ИД) и генераторам (Генератор/Несим) для расчёта токов КЗ. Расчётный файл сохранить с расширением *.rst (динамика).

4. Выбирать точку КЗ и тип несимметрии (Состав/Несим) по заданию преподавателя.

5. Результаты перенести на графическую схему. Для этого составить графическую схема для расчёта режимов (Открыть/ Графика). Далее запустить макрокоманду: Расчёты/Выполнить/ ТКЗ/Настроить графику для ТКЗ. После преобразования графическую схему сохранить в формате *.grf.

6. Результаты по рассчитанным токам КЗ оформить в сводную таблицу.

Содержание отчёта

1. Название и цель работы.

2. Однолинейная схема электрической сети.

3. Схема замещения с рассчитанными параметрами.

4. Таблицы с заданными параметрами «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД», «Генератор/Несим», «Состав/Несим», «Узлы/Несим/РС», «Ветви/Несим/РС».

5. Графические схемы из ПВК RastrWin с результатами расчётов для каждого вида КЗ (четыре случая).

6. Выводы по работе.

Отчет выполняется каждым студентом индивидуально и предоставляется преподавателю.

Защита лабораторной работы происходит только после его выполнения (индивидуального задания). При защите лабораторной работы студент отвечает на контрольные вопросы, приведенные в

конце, и поясняет выполненное индивидуальное задание. Ход защиты лабораторной работы контролируется преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое короткое замыкание?
2. Какие виды короткого замыкания вы знаете?
3. Каковы цели расчёта КЗ?
4. Какие условия и основные допущения принимают при расчётах КЗ?
5. Какие функции заложены в модуль RastrWinKZ?
6. В каких единицах задаются данные в RastrWinKZ для расчёта ТКЗ?

Литература: 8, 13.

ЛИТЕРАТУРА

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. – М.: ООО «Издательский дом Альянс», 2009. 592 с.

2. Герасименко А. А., Федин В. Ф. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие. М.: КРОНУС, 2014. 648 с.

3. Веников В. А. Электрические системы. Электрические сети: учеб. для электроэнергетических специальностей вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.; под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. 2-е изд. М.: Высшая школа, 1998.

4. Комплекс режимно-технологических программ RersPC 2.20, Описание применения, ООО «НПФ ПИТЭС», 45 л., 2011.

5. Комплекс режимно-технологических программ RersPC 2.20, Руководство пользователя, ООО «НПФ ПИТЭС», 2011. 82 л.

6. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012. 376 с.

7. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / сост.: В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. 3-е изд., перераб, и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.

8. Неуймин В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В. Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А. С. Александров, А. А. Багрянцев. Екатеринбург, 2013. 266 с.

9. Гончарюк Н. В., Фролов В. И. Методические и программные средства формирования расчётных схем объединенных энергосистем на базе современных технологий. Электричество, 2003. № 5. С. 3–12.

10. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство. М.: НЦ ЭНАС, 2009. 456 с.

11. Гераскин О. Т. Проблема расчёта режимов в больших электроэнергетических системах и ее решение методами диакоптики и декомпозиции // Проблемы энергетики, 2000. № 1–2. С. 63–77.

12. Поспелов Г. Е., Федин В. Т. Электрические системы и сети: учебное пособие для вузов. М.: Выш. шк., 1988. 308 с.

13. РД 153-34.0–20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Издания.; введ. 1998–03–23. М.: Департамент стратегии развития и научно-технической политики; М.: Московский энергетический институт, 2000. 98 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Исходные данные для выполнения лабораторных работ 7–11

Таблица П.1.1

Выбор варианта схемы

Номер схемы (первая цифра)	1	2	3	4	5
Отключенные выключатели	14, 21, 23, 24, 25, 26	9, 10	3, 11, 12, 13, 14, 21	17, 18, 19, 22	4, 5, 6, 20

Таблица П.1.2

Активные мощности нагрузок $P_н$ (МВт)

и коэффициенты мощности $\cos\varphi$

Последняя цифра	п/ст 1	п/ст 2	п/ст 3	п/ст 4	п/ст 5	п/ст 6	п/ст 7	п/ст 8
1	20/ 0,8	15/ 0,9	5/ 0,85	10/0,92	20/ 0,8	15/0,9	10/0,85	15/0,92
2	20/0,85	25/0,8	15/0,9	10/0,85	40/0,92	25/0,8	50/0,85	45/0,9
3	10/0,92	10/0,8	10/0,8	5/0,9	10/0,85	15/0,92	20/0,8	5/0,9
4	25/0,9	20/0,85	10/0,9	15/0,8	20/0,9	25/0,85	30/0,92	40/0,85
5	15/0,8	20/0,9	5/0,92	10/0,85	15/0,8	20/0,85	15/0,9	5/0,92
6	40/0,85	45/0,9	15/0,8	10/0,92	25/0,85	25/0,8	20/0,9	30/0,92
7	5/0,9	15/0,85	10/0,92	5/0,9	15/0,85	20/0,8	15/0,9	10/0,8
8	30/0,92	40/0,9	10/0,8	15/0,85	35/0,9	25/0,85	25/0,8	20/0,92
9	5/0,8	10/0,9	5/0,85	10/0,93	10/0,8	15/0,9	20/0,9	5/0,85
0	25/0,85	40/0,9	15/0,8	10/0,85	35/0,9	25/0,9	40/0,9	25/0,8

Таблица П.1.3

Длины (км) и сечения линий (мм^2)

Послед. цифра	$U_{ном}$, кВ	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8	Л9	Л10	Л11
1	110/35	20/120	30/150	40/185	50/240	60/150	5/120	10/150	20/150	30/185	40/240	50/120
2	220/110	80/240	85/300	90/400	95/240	100/300	20/150	30/185	80/300	85/400	90/240	95/300
3	110/35	30/120	40/150	50/185	60/240	20/120	10/120	15/150	30/150	40/185	50/240	60/300
4	220/110	85/240	90/300	95/400	100/240	80/300	30/185	20/240	85/240	90/300	95/400	100/240
5	110/35	40/150	50/185	60/240	20/150	30/185	15/150	5/150	40/185	50/240	60/300	20/185
6	220/110	90/300	95/300	100/400	80/240	85/300	20/150	20/240	90/400	95/300	100/300	80/400
7	110/35	50/150	60/185	20/150	30/185	40/185	5/120	5/150	50/185	60/240	20/150	30/185
8	220/110	95/300	100/400	80/300	85/400	90/300	20/185	30/185	95/300	100/400	80/240	85/300
9	110/35	60/240	20/150	30/185	40/240	50/240	10/120	10/150	60/240	20/185	30/185	40/240
0	220/110	100/400	80/300	85/300	90/400	95/300	20/185	20/240	100/400	80/240	85/300	90/300

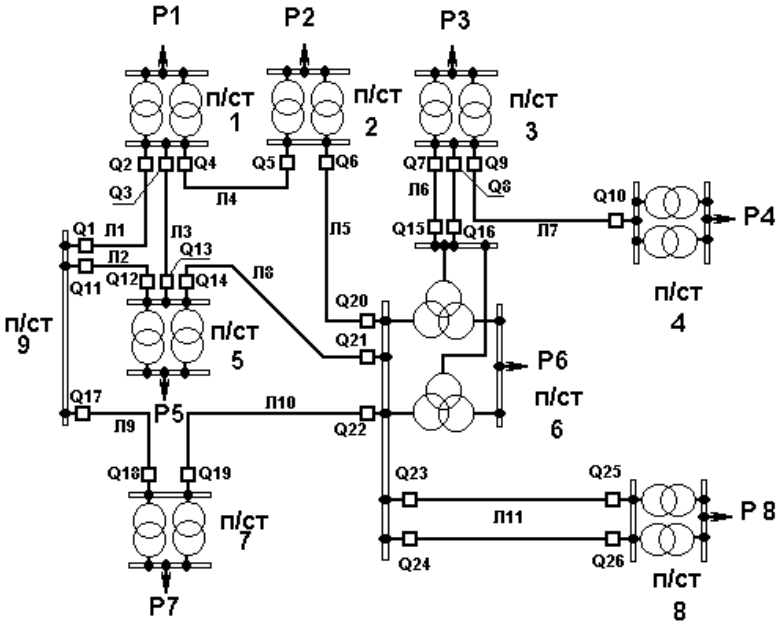


Рис. П.1.1. Схема сети

Приложение 2

Исходные данные для выполнения лабораторной работы 12

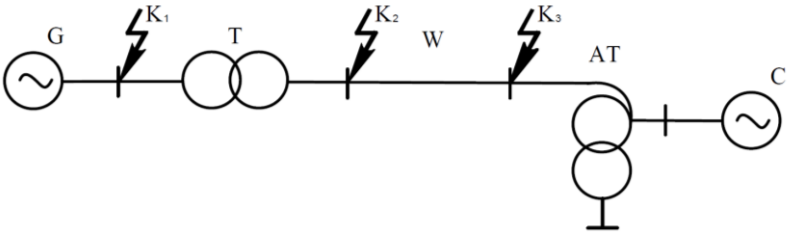


Рис. П.2.1. Расчётная схема сети:
К1 – шины НН станции, К2 – шины ВН станции, К3 – шины ВН АТ

Таблица П.2.1

Исходные данные для выполнения лабораторной работы по расчёту ТКЗ в ПВК RastrWin3

№ варианта	Параметры электрической станции				Параметры ЛЭП			Параметры приемной подстанции		Параметры системы	Номер точки КЗ
	Кол-во генераторов	Тип генераторов	Кол-во трансформаторов	Тип трансформаторов	Марка провода	Длина ЛЭП, км	Кол-во цепей ЛЭП	Кол-во АТ	Тип АТ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	ТГВ-500-4У3	1	ТЦ-630000/220	АС 300/67	6	2		АТДЦТН-250000/220/110	$S_{кз}$=400 МВА $U_{ном}$=110 кВ	К1
2	1	ТВВ-220-2ЕУ3	1	ТДЦ-250000/220	АС 240/39	9	2		АТДЦТН-250000/220/110	$S_{кз}$=300 МВА $U_{ном}$=110 кВ	К2
3	1	ТВМ-300-У3	1	ТДЦ-400000/220	АС 300/67	5	2		АТДЦТН-200000/220/110	$S_{кз}$=100 МВА $U_{ном}$=110 кВ	К3
4	1	ТВФ-120-У3	1	ТДЦ-125000/330	2хАС 240/32	5	1		АТДЦТН-125000/330/110	$S_{кз}$=400 МВА $U_{ном}$=110 кВ	К3
5	1	СВ-1260/235-60Т	1	ТДЦ-250000/220	АС 240/32	7	2		АТДЦТН-250000/220/110	$S_{кз}$=300 МВА $U_{ном}$=110 кВ	К2
6	1	СВ-1500/175-84	1	ТДЦ-200000/220	АС 240/39	6	2		АТДЦТН-200000/220/110	$S_{кз}$=400 МВА $U_{ном}$=110 кВ	К1
7	2	СВ-850/120-60	2	ТРДН-40000/110	АС 240/56	1	2		АТДЦТН-125000/220/110	$S_{кз}$=250 МВА $U_{ном}$=220 кВ	К1
8	1	СВ-1100/250-36У4	1	ТДЦ-400000/22073У1	4хАС 400/64	5	2		АОДЦТН-267000/750/220	$S_{кз}$=2000 МВА $U_{ном}$=750 кВ	К2
9	1	ТВФ-63-2У3	1	ТРДН-63000/110	АС 240/56	5	2		АТДЦТН-63000/220/110	$S_{кз}$=400 МВА $U_{ном}$=220 кВ	К1
10	1	ТВВ-220-2ЕУ3	1	ТДЦ-250000/220	АС 240/39	8	2		АТДЦТН-250000/220/110-75-751	$S_{кз}$=300 МВА $U_{ном}$=110 кВ	К1

Продолжение таблицы П 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11	1	СВФ-1690/175-64	1	ТЦ-630000/500	3хАС 300/66	5	1		АТДЦТН-500000/500/220	Sкз=2500 МВА Uном=220 кВ	К2
12	1	ТГВ-800-2У3	1	ТЦ-1000000/500	3хАС 400/51	6	1		АОДЦТН-417000/7500/500	Sкз=2000 МВА Uном=750 кВ	К2
13	3	ТВВ-800-2ЕУ3	3	ТЦ-1000000/500	3хАС 500/64	8	2		АОДЦТН-417000/750/500	Sкз=2500 МВА Uном=750 кВ	К1
14	1	ТВФ-120-2У3	1	ТДЦ-125000/330	2хАС 240/32	8	1		АТДЦТН-125000/330/110	Sкз=300 МВА Uном=110 кВ	К2
15	1	СВ-1190/250-48	1	ТДЦ-250000/330	2хАС 400/51	4	1		АТДЦТН-250000/330/150	Sкз=400 МВА Uном=150 кВ	К3
16	1	СВ-1436/200-80УХЛ4	1	ТДЦ-250000/500	3хАС 400/51	5	1		АТДЦТН-250000/500/110	Sкз=2500 МВА Uном=110 кВ	К3
17	1	СВФ-830/225-28	1	ТДЦ-400000/500	3хАС 400/51	5	1		АОДЦТН-417000/750/500	Sкз=2000 МВА Uном=750 кВ	К2
18	1	СВ-808/130-40У4	1	ТРДЦН-63000/110	АС 240/56	5	2		АТДЦТН-63000/220/110	Sкз=300 МВА Uном=220 кВ	К1
19	1	СВ-850/190-40	1	ТРДЦН-100000/220	АС 240/32	9	1		АТДЦТН-125000/220/110	Sкз=300 МВА Uном=110 кВ	К2
20	1	ТВФ-120-2У3	1	ТРДЦН-100000/220	АС 240/32	9	1		АТДЦТН-200000/220/110	Sкз=300 МВА Uном=110 кВ	К3
21	1	ТВВ-160-2ЕУ3	1	ТДЦ-200000/220	АС 300/39	5	2		АТДЦТН-125000/220/110	Sкз=300 МВА Uном=220 кВ	К3
22	1	ТВФ-63-2ЕУ3	1	ТРДЦН-63000/110	АС 185/24	6	2		АТДЦТН-63000/220/110	Sкз=400 МВА Uном=220 кВ	К2
23	1	СВ-1490/170-96УХЛ4	1	ТДЦ-125000/110	АС 120/27	5	2		АТДЦТН-125000/220/110	Sкз=300 МВА Uном=220 кВ	К1
24	1	СВ-660/165-32	1	ТРДЦН-80000/220	АС 240/32	5	2		АТДЦТН-125000/220/110	Sкз=400 МВА Uном=110 кВ	К2
25	2	ТВФ-120-2У3	2	ТРДЦН-125000/110	АС 240/56	6	2		АТДЦТН-125000/220/110	Sкз=4500 МВА Uном=220 кВ	К3

Приложение 3

Справочные данные

Таблица П 3.1

Расчётные данные ВЛ 35–150 кВ
со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм^2 (алюминий/сталь)	r_o, Ом/км при 20 °С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		x_o, Ом/км	b_o, см/км 10^{-6}	x_o, Ом/км	b_o, см/км 10^{-6}	x_o, Ом/км
70/11	0,422	–	–	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	–	–	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	–
240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	–

Примечания.

1. Зарядная мощность b_o подсчитана для ВЛ 110–330 кВ по средне-эксплуатационному напряжению 1,05 $U_{ном}$.

2. Усреднённые среднегеометрические расстояния между фазами приняты следующими:

Класс напряжения, кВ	35	110	150	220	330	500	750
Среднегеометрическое расстояние, м	3,5	5,0	6,5	8,0	11,0	14,0	22,7

Таблица П 3.2

Расчётные данные ВЛ 220 кВ и выше
со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм (алюминий/сталь)	Число проводов в фазе, шт.	r_o, Ом/км при 20 °С	1150 кВ		750 кВ		500 кВ		330 кВ		220 кВ	
			x_o, Ом/км	$b_o 10^{-6}$, см/км	x_o, Ом/км	b_o 10^{-6}, см/км	x_o, Ом/км	b_o 10^{-6}, см/км	x_o, Ом/км	b_o 10^{-6}, см/км	x_o, Ом/км	b_o 10^{-6}, см/км
240/32	1	0,1180	–	–	–	–	–	–	–	–	0,435	2,604
	2	0,0590	–	–	–	–	–	–	0,331	3,79	–	–
240/56	5	0,0240	–	–	0,308	3,76	–	–	–	–	–	–
300/39	1	0,0960	–	–	–	–	–	–	–	–	0,429	2,645
	2	0,0480	–	–	–	–	–	–	0,328	3,41	–	–
300/48	8	0,0123	0,266	4,433	–	–	–	–	–	–	–	–
300/66	3	0,0330	–	–	–	–	0,31	3,97	–	–	–	–
	5	0,0200	–	–	0,288	4,11	–	–	–	–	–	–
330/43	3	0,0290	–	–	–	–	0,308	3,604	–	–	–	–
	8	0,0109	0,27	4,38	–	–	–	–	–	–	–	–
400/51	1	0,0730	–	–	–	–	–	–	–	–	0,42	2,701
	2	0,0365	–	–	–	–	–	–	0,323	3,46	–	–
	3	0,0243	–	–	–	–	0,306	3,623	–	–	–	–

	5	0,0146	–	–	0,286	4,13	–	–	–	–	–	–
400/64	4	0,0187	–	–	0,289	4,13	–	–	–	–	–	–
500/64	1	0,0590	–	–	–	–	–	–	–	–	0,413	2,740
	2	0,0295	–	–	–	–	–	–	0,32	3,497	–	–
	3	0,0197	–	–	–	–	0,304	3,645	–	–	–	–
	4	0,0148	–	–	0,303	3,9	–	–	–	–	–	–

Таблица П 3.3

Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 35

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчётные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	±2×1,5%	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	±2×1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	±2×1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМН (ТМ)-400/35	0,4	±6×1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0	23,5; 26,2	126	12,6
ТМН (ТМ)-630/35	0,63	±6×1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3;11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15
ТМН (ТМ)-1000/35	1	±6×1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3;11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,1
ТМН (ТМ)-1600/35	1,6	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2;12,4	49,2	17,6
ТМН (ТМ)-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН (ТМ)-4000/35	4,0	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН (ТМ)-6300/35	6,3	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10	±2×2,5%	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	±9×1,3%	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10	±8×1,5%	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	±2×2,5%	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДНС-16000/35	16	±8×1,5%	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25	±8×1,5%	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	32	±8×1,5%	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТРДНС-40000/35	40	±8×1,5%	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63	±8×1,5%	36,75	6,3–6,3; 10,5–10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

Таблица П 3.4

Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчётные данные		
			$U_{ном}$, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5% – 8×1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТДЦ-21000/110	21	±2×2,5%	121	10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТДН-25000/110	25	±9×1,78%	115	11	–	–	–	–	–	–	–
ТРДН-25000/110 (ТРД- НФ-25000/110)	25	±9×1,78%	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	±9×1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
ТРДН-32000/110	32	±9×1,78%	115	6,3–6,3	–	–	–	–	–	–	–
ТД-40000/110	40	±2×2,5%	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТДН-40000/110	40	±9×1,78%	115	36,5; 10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78%	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110 (ТРДН)	63	±9×1,78%	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦНК-63000/110	63	±9×1,78%	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2×2,5%	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН (ТРДН)-80000/110	80	±9×1,78%	115 (121)	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-100000/110	100	±2×2,5%	115	10,5	–	–	–	–	–	–	–
ТДЦ-125000/110	125	±2×2,5%	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9×1,78%	115	10,5–10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2×2,5%	121	13,8; 15,75	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2×2,5%	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2×2,5%	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Таблица П 3.5

Трёхфазные трехобмоточные трансформаторы 35 и 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Каталожные данные									Расчётные данные						
		$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$,%	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$Q_х$, квар
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/35	25	36,75	10,5	6,3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН-10000/110	10	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110*	16	115	22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	25	115	11; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6	140	42	0,9	1,5	1,5	1,5	57	0(33)	33(0)	225
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0(22,3)	22,3(0)	240
ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6	200	63	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	0(20,7)	20,7(0)	320
ТДТН-63000/110* (ТДЦТН, ТДТНМ)	63	115	11; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	80	115	38,5	6,6; 11	11 (17)	18,5 (10,5)	7(6,5)	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6(21,7)	0(10,7)	11,9(0)	480

* При $X_т$ обмотки СН, равном нулю, обмотки НН изготавливаются с $U_{ном}$, равным 6,3 или 10,5 кВ.

Примечание.

Все трансформаторы имеют РПН ±9×1,78% в нейтрали ВН, за исключением трансформатора ТНДТЖ-40000 с РПН ±8×1,5% на ВН. Трансформаторы ТДТН-10000, 16000, 25000, 40000, 63000/110 имеют также ПБВ на стороне 34,5 и 38,5 кВ ± (2×2,5%). Трансформатор ТДТН-25000/35 имеет РПН в ВН ±8×1,5%.

Таблица П 3.6

Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные							Расчётные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %		$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН								
ТРДНС-25000/220	25	РПН в нейтрали ВН ±12%, ±12 ступеней	230	6,3–6,3	–	–	–	–		–	–	–
ТРДН-32000/220	32		230	6,3–6,3; 6,6–6,6	11,5	150	45	0,65		7,7	190,5	208
ТРДНС-40000/220	40		230	11–11; 11–6,3	11,5	170	50	0,9		5,6	152,4	360
ТРД (ДЦ) Н-63000/220 (ТРДН)	63		230	20–20	11,5	265	70	0,5		3,4	96,7	315
ТРДНС-63000/220	63		230	6,3–6,3	11,5	300	82	0,8		3,9	96,7	504
ТДЦ-80000/220	80	ПБВ на стороне ВН ±2×2,5%	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6		2,9	80,5	480
Элегазовый 220 / 21-21 (разрабатывается)	63	РПН (Toshiba, GVT-M100DH)	242	23—23	30	350	70	1,1				
ТРДЦН-100000/220	100	РПН в нейтрали ВН ±12%, ±12 ступеней	230	20–20	17	460	70	0,5		2,4	90	500
ТДЦ-125000/220	125	ПБВ на стороне ВН ±2×2,5%	242	10,5; 13,8; 15,75	11	380	135	0,5		1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	РПН в нейтрали ВН ±12%, ±12 ступеней	230	38,5*; 11–11	13,5	525	167	0,6		1,08	44,9	960
ТДЦ (Ц) -200000/220	200	ПБВ на стороне ВН ±2×2,5%	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45		0,77	32,2	900
ТДЦ (Ц) -250000/220	250	Без регулирования	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45		0,6	25,7	1125
ТДЦ (Ц) -400000/220	400		242	15,75; 20	11	880	330	0,4		0,29	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630		242	15,75; 20; 24	12,5	1300	380	0,35		0,2	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	1000		242	24	11,5	2200	480	0,35		0,2	6,7	3500

* Изготовлен без расщепления обмотки НН (38,5 кВ) для металлургии. С расщеплением можно изготовить по отдельному заказу.

Примечание.

Трансформаторы с расщеплённой обмоткой могут изготавливаться также с нерасщеплённой обмоткой НН на 38,5 кВ.

Таблица П 3.7

Трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные												Расчётные данные						
			$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %				$\Delta P_к$, кВт		$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %		$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/220	25	РПН в нейтрали ВН ±12%, 12 ступеней ПБВ СН ±2×2,5%	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	–	–	50	1,2		5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТНЖ-25000/220	25	РПН в нейтрали ВН ±12%, 8 ступеней ПБВ СН ±2×2,5%	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	20	6,5	135	–	–	50	1,2		5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН-40000/220	40	РПН в нейтрали ВН ±12%, 8 ступеней ПБВ СН ±2×2,5%	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	220	–	–	55	1,1		3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
ТДТНЖ-40000/220	40	РПН в нейтрали ВН ±12%, 8 ступеней ПБВ СН ±2×2,5%	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	22	9,5	240	–	–	66	1,1		3,9	3,9	3,9	165	0	125	440
АТДЦТН-63000/220/110	63	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	35	22	215	–	–	45	0,5		1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-63000/220/110/0,4*	63	РПН в линии СН ±12%, 8 ступеней ПБВ 0,4 кВ ±2×2,5%	230	121	0,4	11	–	–	180	–	–	33	0,4		1,2	1,2	120	104	0	–	–
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменателе – выпуск после 1985 г.)	125	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	6,6; 11; 38,5	11/11	31/45	19/28	290/305	–	–	85/65	0,5		0,5/0,52	0,5/0,52	1,0/3,2	48,6/49,0	0	82,5/131	625

Продолжение таблицы П 3.7

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные											Расчётные данные						
			$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %				$\Delta P_к$, кВт		$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/220/110/0,4*	125	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней ПБВ 0,4 кВ ±2×2,5%	230	121	0,4	11	14	14	305	–	–	54	0,25	0,52	0,52	52	49	0	–	–
АТДЦТН-200000/220/110	200	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	6,6; 11; 38,5	11	32	20	430	–	–	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-200000/220/110 (Мощность обмотки НН – 80 и 100 МВА) МЭЗ	200	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	38,5; 6,3; 6,6 10,5; 11	11	32	20	330	–	–	80	0,24	0,2	0,2	0,5 0,4	30,4	0	54,2	480
АТДЦТН-250000/220/110	250	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	6,6; 10,5; 11	11	33,4	20,8	520	–	–	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250
АТДЦТН-250000/220/110 ТУ 3411-003-49890270-2006 (Мощность обмотки НН – 125 и 100 МВА) МЭЗ**	250	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	10,5; 11; 38,5	11	35,0	21,0	375	–	–	85	0,2	0,16	0,16	0,3 0,4	26,5	0	47,5	500

* Предназначены для связи электрических сетей напряжением 220 и 110 кВ и питания собственных нужд ПС мощностью 0,63 и 1,25 МВ·А напряжением 0,4 кВ соответственно АТ АТДЦТН–63000/220/110/0,4 и АТДЦТН–125000/220/110/0,4.

** АТ нового поколения. Не требует проведения капитального ремонта с подпрессовкой через 12 лет, как это предусмотрено ГОСТ 11677–85. АТ укомплектован переключающим устройством фирмы «Maschinenfabrik Reinhausen».

Примечание: для АТ мощность обмотки НН равна 40–50 % от номинальной мощности автотрансформатора.

Таблица П 3.8

Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчётные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТРДНС-40000/330	40	РПН в нейтрали ВН ±12 %, 12 ступеней	330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63		330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТДЦ-125000/330	125	Без регулирования	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200		347	13,8; 15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДЦ-250000/330	250		347	13,8; 15,75	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125
ТЦС-400000/330, ТДЦ-400000/330	400		347	15,75; 20	11,5	810	365	0,4	0,6	34,7	1600
ТЦ-630000/330	630		347	15,75; 20; 24	11,5	1300	405	0,35	0,4	21	2205
ТЦ-1000000/330	1000		347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000
ТЦ-1250000/330	1250		347	24	14,5	2300	750	0,75	0,2	11	5375

Таблица П 3.9

Трёхфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А		Регулирование напряжения	Каталожные данные												Расчётные данные						
	АТ	об-мот-ки НН		$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_к$, кВт			$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %		$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
				ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/330/110	125	63	РПН в линии СН	330	115	6,6; 11; 15,75; 38,5	10	35	24	370	–	–	115	0,5		1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625
АТДЦТН-125000/330/ 110 * ТУ 3411-001-49890270-2006	125	63	±12%, ±6	330	115	6,3; 6,6; 10,5; 11,0; 38,5	10	35	24	340	–	–	85	0,45		1,2	1,2	2,4	91,5	0	213,4	562
АТДЦТН- 200000/330/110	200	80		330	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	–	–	180	0,5		0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
АТДЦТН-200000/330/110* ТУ 3411-001-49890270-2005	200	80	ступеней	330	115	6,3; 6,6; 10,5; 11,0; 38,5	10,5	38	27	450	–	–	105	0,2		0,6	0,6	1,5	58,5	0	148	400
АТДЦТН-250000/330/150	250	100		330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400	165	0,5		1,07	0,08	4,3	49	0	186,2	1250
АТДЦТН-240000/330/220 250000/330/220	240 250	60 60	Без регулирования	330	242	11; 38,5	7,3/ 9,6	70/ 74	60	430/ 560	260	250	130	0,5		0,4/ 0,53	0,4/ 0,53	7,3/ 7,2	39,2/ 59,2	0	278,4/ 312,1	1200
АО ДЦТН-133000/330/220	133	33	РПН в линии	330/ 3	230/ 3	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105	55	0,15		0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599
АО ДЦТН-133000/330/ 220 ТУ 3411-001-	133	33	СН	330/ 3	230/ 3	10,5; 38,5	9	60	48	250	–	–	45	0,2		0,26	0,26	1,05	28,6	0	136,7	798
АТДЦТН-400000/330/150	400	400	РПН в нейтрали ВН от –8,4% до +7,2%, ±6 ступеней	330	–	165	–	11	–	–	720	–	180	0,25		0,5	–	0,5	29,9	–	0	1000

* АТ нового поколения ОАО «ПК ХК Электрозавод».

Примечание.

С 2004 г. группа компаний «Тольяттинский Трансформатор» выпускает трансформаторы напряжением 330 кВ и выше.

Таблица П 3.10

Трёхфазные и однофазные двухобмоточные трансформаторы 500–750–1150 кВ (без регулирования напряжения)

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Каталожные данные						Расчётные данные		
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
		ВН	СН							
ТДЦ-250000/500, ТЦ-250000/500	250	525	13,8; 15,75; 20	13	600	250	0,45	2,65	143	1125
ТДЦ-400000/500, ТЦ-400000/500	400	525	13,8; 15,75; 20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 20; 24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205
ТЦ-1000000/500	1000	525	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800
ОЦ-533000/500*	533	525/ 3	24–24	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797
ОРЦ-417000/750*	417	787/ 3	20–20; 24–24	14	800	400	0,3	0,96	69,3	3753
ОРЦ-417000/1150*	417	1200/ 3	20–20	15	817	350	0,3	2,26	173	3753

** Обмотка НН выполняется расщепленной на две мощностью 50 % каждая.*

Таблица П 3.11

Трёхфазные и однофазные автотрансформаторы 500–750–1150 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А		Наиб. доп. ток в общей обмотке, $I_{доп.}$ * А	Регулирование напряжения	Каталожные данные									Расчётные данные (на три фазы)						
					$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_к$, ВН-СН кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
	АТ	обмотки НН			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АОДЦТН-135000/500/110 (ПС Звезда) ЗТЗ	135	6,0		РПН в линии СН ± 12%, ± 8 ступеней	500/$\sqrt{3}$	121/$\sqrt{3}$	10,5	13,5	90	100	320	75	0,25	0,49	0,49	11	10,8	72,5	545	1013
АТДЦТН-250000/500/110	250	100		РПН в нейтрали ВН от –11,8% до +11%, ±8 ступеней	500	121	10,5; 38,5	10,5; 13	24; 33	13; 18,5	550; 640	270; 230	0,45; 0,45	1,7; 2,28	0,47; 0,28	3,52; 5,22	107,5; 137,5	0; 0	132,5; 192,5	1125; 1125
АТДЦТН-250000/500/110 МЭЗ	250	100[1]	983	РПН в нейтрали от –11,8% до +11% на СН, ±8 ступеней	500	121	10,5; 38,6	13	33	18,5	670	140	0,3	1,34	1,34	3,35	137,5	0	192,5	750
АТДЦТН-500000/500/220 (ПС Западная)	500	110	750	РПН в нейтрали ВН от –12% до +10%, на стороне 230 кВ ± 8 ступеней	500	230	20	12,0 (12)	50 (51,8)	35 (36,6)	950	150	0,15	0,95	0,95	4,3	67,5 (68)	0 (0)	212,5 (191)	750
АТДЦТН-500000/500/220	500	500		РПН в нейтрали ВН от –11,2% до +9,4%, ±8 ступеней	500	—	230	–	12	—	1050	230	0,3	1,05	—	1,05	60,4	—	0	1500

Продолжение таблицы П 3.11

Тип	$S_{ном}$, МВ·А		Наиб. доп. ток в общей обмотке, $I_{доп.}$*, А	Регулирование напряжения	Каталожные данные									Расчётные данные (на три фазы)						
					$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_к$, ВН-СН кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
	АТ	об-мот-ки НН			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АОДЦТН-167000/500/220	167	50 67 83		РПН в линии СН ± 12%, ± 6 ступеней	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11; 38,5 13,8 15,75; 20	11	35	21,5	325	125	0,4	0,65	0,65	2,2 1,6 1,3	61,1	0	113,5	2004
АОДЦТН-1670 00/500/220 МЭЗ	167	50 67 83	750	РПН в линии СН ± 12%, ± 6 ступеней	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 11,0; 38,5 13,8 15,75; 20	11	35	21,5	285	77	0,11	0,43	0,43	1,4 1,06 0,86	61,1	0	113,5	551
АОДЦТН-167000/500/330	167	33		РПН в линии СН ± 12%, ± 6 ступеней	$500/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	10,5; 38,7	9,5	67	61	320	70	0,3	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1503
АОДЦТН-167000/500/330 ТУ 3411-005-49890270-2008	167	33	345	РПН в линии СН ± 8 × 1,5%	$500/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	10,5; 38,5	9,5	67	61	280	50	0,2	0,42	0,42	2,1	38,8	0	296	1002

Продолжение таблицы П 3.11

Тип	$S_{ном}$, МВ·А		Наиб. доп. ток в общей обмотке, $I_{доп.}$ * А	Регулирование напряжения	Каталожные данные									Расчётные данные (на три фазы)						
					$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_к$, ВН-СН кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
	АТ	обмотки НН			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АОДЦТН-267000/500/220	267	67		РПН в линии СН ± 12%, ± 8 ступеней	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 15,75; 38,5	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,12; 0,9; 0,6	39,8	0	75,6	2803
АОДЦТН-333000/750/330	333	120		РПН в нейтрали ВН от –12,2% до +9,9%, ±20 ступеней	$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	15,75	10	28	17	580	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3497
АОДЦТН-417000/750/500	417	120		РПН в нейтрали ВН от –7,3% до +5,4%, ±20 ступеней	$750/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	10,5; 15,75	11,5	81	68	700	280	0,2	0,38	0,38	1,3	55,1	0	309	2502
АОДЦТН-417000/750/500 (для ПС Череповецкая)	417	6		ПБВ в общей нейтрали Диапаз. рег. СН +4% и –4%	$750/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	10,5	13,0	250 минимум	250 минимум	520	80	0,1	0,28	0,28	19,5	29,2	29,2	1098	1251
АОДЦТ** 667000/1150/500	667	180		—	$1150/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	20	11,5	35	22	1290	360	0,35	0,83	0,42	3,7	80,9	0	150,4	7004

Тип	$S_{ном}$, МВ·А		Наиб. доп. ток в общей обмотке, $I_{доп.}$*, А	Регулирование напряжения	Каталожные данные									Расчётные данные (на три фазы)						
					$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_к$,	$\Delta P_х$,	$I_х$,	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_х$,
	АТ	об-мот-ки НН			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН кВт	кВт	%	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	квар
АОДЦТ** 667000/ 1150/500	667	180		—	$1150/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	20	11,5	35	22	1100	270	0,35	0,7	0,36	3,2	80,9	0	150,4	7004

[1] Допускается присоединение СК 100 МВАр.

* Наибольший допустимый ток в общей обмотке.

** Параметры должны быть представлены поставщиком.

Приложение 4

ИНСТРУКЦИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ В ЛАБОРАТОРИЯХ КАФЕДРЫ «АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»

1. Перед началом лабораторной работы

1. Изучить инструкцию по охране труда при работе студентов в электротехнических лабораториях.

2. Пройти инструктаж на рабочем месте. Ознакомиться с безопасными методами выполнения лабораторной работы.

3. Изучить теоретические положения требований методики проведения лабораторной работы.

4. Получить допуск у преподавателя на выполнение лабораторной работы.

5. Ознакомиться с приборами тушения пожара и правилами обращения с огнетушителями ОУ-03, ОП-05, ОВЭ-6(з)-АВЕ-01.

6. Внимательно осмотреть лабораторный стенд, наличие и соответствие предохранителей, приборов и крепление деталей и узлов.

2. Требования безопасности во время работы

1. Получить у преподавателя разрешение на включение лабораторного стенда. Внимательно следить за показателями приборов.

2. Поддерживать порядок на рабочем месте. Внимательно и последовательно выполнять пункты методического пособия.

3. При возникновении неисправности немедленно доложить лаборанту и преподавателю.

3. Требования безопасности в аварийных ситуациях

1. В ситуации, угрожающей аварией (скачке тока в цепи; появлении дыма или запаха горящей изоляции или др.), обучающийся должен:

- немедленно прекратить выполнение работы;
- обесточить прибор, установку (лабораторный стенд), выключив тумблер СЕТЬ.

2. В нестандартной ситуации – выключить автоматический выключатель (или рубильник) на распределительном щите лаборатории.

4. Требования безопасности по окончании выполнения лабораторной работы

1. Записать результаты измерений в отчет по лабораторной работе.
2. Получить разрешение на выключение лабораторного стенда.
3. Привести в порядок рабочее место и лабораторный стенд.
4. Убрать электроизмерительные приборы в отведенное место.
5. Сдать лабораторный стенд лаборанту.

Учебное издание

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

Авторы-составители:
Кононов Юрий Григорьевич,
Кононова Надежда Николаевна,
Костюков Дмитрий Александрович,
Рыбасова Ольга Сергеевна,
Зеленский Евгений Геннадьевич,
Мартусенко Виталий Евгеньевич

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к контрольной работе по дисциплине

«Электроэнергетические системы и сети» для студентов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
направленность(профиль) - Цифровые технологии в электроэнергетике

Ставрополь
2025 год

Методические указания предназначены для выполнения контрольной работы по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети». В методических указаниях приведены теоретические сведения о расчетах параметров схем замещения электрической сети, расчета аварийных режимов, рекомендации по выполнению контрольной работы

Содержание

Введение

1. . Цели и задачи контрольной работы

2. Содержание контрольной работы

3 Определение мощности трансформаторов по заданной мощности нагрузок

4 Расчет параметров схем замещения электрической сети

4.1 Схемы замещения линий электропередачи

4.2 Схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов

5 Расчет режимов сети 110 кВ

5.1 Расчетные нагрузки подстанций

5.2 Расчет разомкнутой сети (в два этапа) при заданных мощностях нагрузки и напряжении источника питания

5.3 Распределение потоков мощности и напряжений в простых замкнутых сетях

5.4 Определение напряжения на стороне низшего напряжения подстанций

5.5 Расчет аварийных режимов

6 Выбор средств регулирования напряжения

7 Оформление проекта

8 Порядок защиты

Введение

Настоящие указания предназначены для использования студентами при выполнении контрольной работы (КР) по курсу «Электроэнергетические системы и сети» и могут быть полезными при выполнении ВКР по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

В методических указаниях рассмотрены вопросы расчета питающих электрических сетей 110 кВ. Приведены основные расчетные выражения и общие сведения о методике расчета режима сети.

1 Цели и задачи контрольной работы

Среди специальных дисциплин, изучаемых студентами направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», дисциплина «Электроэнергетические системы и сети» занимает одно из основных мест в процессе обучения, дисциплина содержит базовые знания для последующего обучения. Одним из центральных вопросов изучаемой дисциплины является расчет параметров элементов сети и расчет режимов существующих и проектируемых сетей.

Задачи, поставленные в контрольной работе перед студентами направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», служат для более углубленной проработки вопросов расчета параметров трансформаторов и линий которые необходимы для выполнения работ по следующим дисциплинам «электрические сети и системы», «электрическая часть станций и подстанций», «районные и местные электрические сети» а также и в дипломном проектировании. Расчет режимов сетей двух напряжений, а также простых замкнутых сетей позволяет поставить перед будущим специалистом широкий круг задач, охватывающий основные вопросы расчета параметров режима (реактивной мощности, активной мощности, напряжения, потери в сети, расчет падения напряжения в трансформаторах, а также выбор отпаек РПН трансформатора).

2 Содержание контрольной работы

1 Определение мощности трансформаторов по заданной мощности нагрузок

2 Расчет параметров линий ЭП.

3 Расчет параметров трансформаторов.

4 Расчет нормального режима заданной сети

4.1 Расчет расчетных нагрузок п/ст

4.2 Расчет сети в 2 этапа

5 Расчет аварийных режимов

6 Выбор отпаек РПН трансформаторов

3 Определение мощности трансформаторов по заданной мощности нагрузок

Полная мощность нагрузки определяется по формуле:

$$S_{Hi} = \frac{P_{Hi}}{\cos\varphi_{Hi}} \qquad (3.1)$$

где: P_{Hi} – активная мощность нагрузки подстанций 110(35) кВ;

$\cos\varphi_{Hi}$ – коэффициент мощности нагрузки подстанций 110(35) кВ;

Трансформаторы п/ст принимаются по таблице 3.1

Таблица 3.1 – Выбор номинальной мощности трансформаторов

$S_{\min}$, МВА	$S_{\max}$, МВА	$S_{тр}$, МВА
5	9	6,3
10	14	10
15	23	16
24	30	25

4 Расчет параметров схем замещения электрической сети

4.1 Схемы замещения линий электропередачи

Расчетная сема сети представляет собой последовательное соединение схем замещения линий электропередач и трансформаторов.

Основные параметры схемы замещения линии электропередач: активное и реактивное сопротивления $r_л$ и $x_л$, активная и емкостная проводимости $g_л$ и $b_л$.

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше длиной до 300- 400 км обычно представляются П-образной схемой замещения (рисунок 4.1).

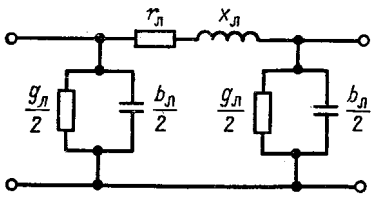


Рисунок 4.1 – П-образная схема замещения воздушной линии электропередачи

Активное сопротивление определяется по формуле

$$r_л = r_0 l, \tag{4.1}$$

где r_0-удельное сопротивление, Ом/км, при температуре провода +20°С; l-длина линии, км.

Удельное сопротивление r_0 для сталеалюминевых и других проводов из цветных металлов определяется по таблицам в зависимости от поперечного сечения.

Реактивное сопротивление определяется следующим образом:

$$x = x_0 l, \tag{4.2}$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

$$x_0 = 0{,}144 \lg(D_{ср} / r_{пр}) + 0{,}0157, \tag{4.3}$$

где $r_{пр}$ - радиус провода, см; $D_{ср}$-среднегеометрическое расстояние между фазами, см, определяемое следующим выражением:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}\,, \tag{4.4}$$

где D_{ab}, D_{bc}, D_{ca} - расстояние между проводами соответственно фаз a, b, c.

Емкостная проводимость линии $b_л$ обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод- земля и определяется следующим образом:

$$b_л = b_0 l\,, \tag{4.5}$$

где b_0-удельная емкостная проводимость, См/км, которая может быть определена по следующей формуле:

$$b_0 = \frac{7.58}{\lg \dfrac{D_{ср}}{r_{пр}}} 10^{-6}. \tag{4.6}$$

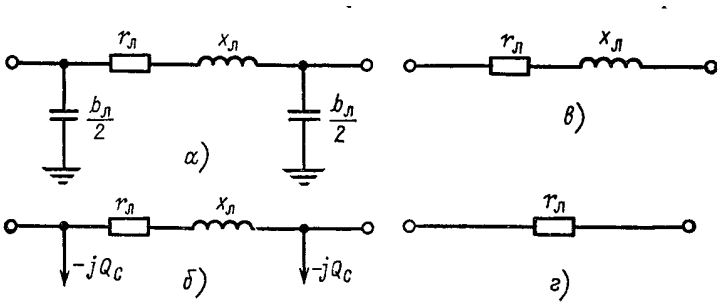


Рисунок 4.2 - Схемы замещения линий электропередачи:

а, б-воздушная линия 110-330 кВ с емкостной проводимостью и с реактивной мощностью, генерируемой емкостью линий; *в* - воздушная линия $U_{ном} \le 35$ кВ; *г* - кабельная линия $U_{ном} \le 10$ кВ

Для большинства расчетов в сетях 110-220 кВ линия электропередачи обычно представляется более простой схемой замещения (рисунок 4.2,*б*). В этой схеме вместо емкостной проводимости (рисунок 4.2, *а)* учитывается реактивная мощность, генерируемая емкостью линий. Половина емкостной

мощности линии, Мвар, равна

$$Q_c = 3I_c U_ф = 3U_ф^2 \frac{1}{2} b_0 l = \frac{1}{2} U^2 b_л, \qquad (4.7)$$

где $U_ф$ и U - фазное и междуфазное напряжение, кВ; I_c - емкостный ток на землю, $I_c = U_ф b_л / 2$.

Для воздушных линий напряжением 35 кВ и ниже емкостную мощность можно не учитывать (рисунок 4.2, *б*).

4.2 Схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов

Двухобмоточный трансформатор (рисунок 4.3, *а)* можно представить в виде Г-образной схемы замещения (рисунок 4.3, *б*). Продольная часть схемы замещения содержит r_T и x_T - активное и реактивное сопротивления трансформатора. Если сети, связанные трансформатором, рассматриваются совместно, причем параметры сетей не приводятся к одному базисному напряжению, то в схеме замещения трансформатора учитывается идеальный трансформатор.

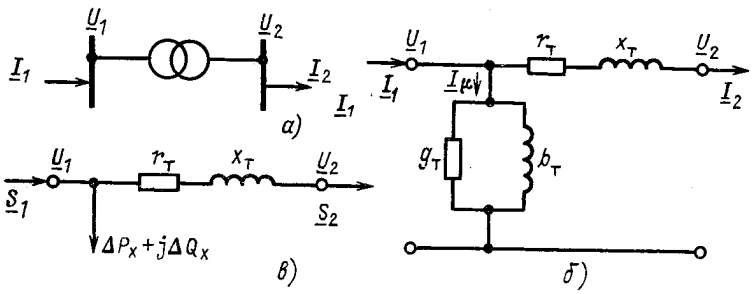


Рисунок 4.3 – Двухобмоточный трансформатор

а-условное обозначение; *б* - Г-образная схема замещения; *в* - упрощенная схема замещения

Для каждого трансформатора известны следующие параметры (каталожные данные): $S_{ном}$-номинальная мощность, МВ·А; $U_{в.ном}, U_{н.ном}$- номинальные напряжения обмоток высшего и низшего напряжений, кВ; ΔP_x - активные потери холостого хода, кВт; I_x % -ток холостого хода, % $I_{ном}$;

$\Delta P_к$-потери короткого замыкания, кВт; $U_к$ % -напряжение короткого замыкания, % $U_{ном}$.

Проводимости ветви намагничивания, См, определяются следующими выражениями:

$$g_T = \Delta P_x / U_{ном}^2 \ , \tag{4.8}$$

$$b_T = \Delta Q_x / U_{ном}^2 \ , \tag{4.9}$$

где напряжения выражены в киловольтах, а мощности - в мегаваттах и мегаварах.

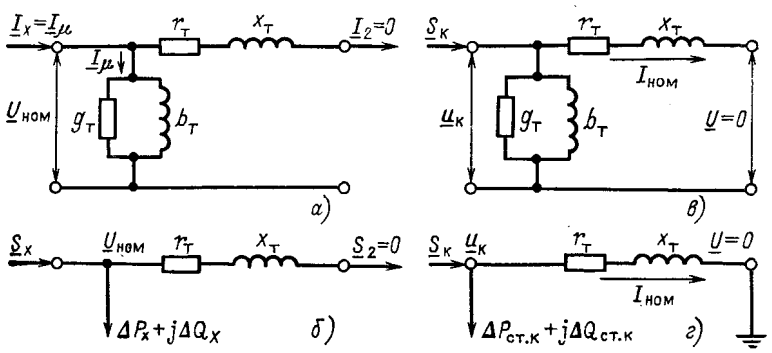


Рисунок 4.4 – Схемы опытов холостого хода и короткого замыкания: *а, б* - опыт холостого хода: *в, г*-опыт короткого замыкания

Потери реактивной мощности при Х.Х, определяются как

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \% S_{ном}}{100}. \tag{4.10}$$

В расчетах электрических сетей двухобмоточные трансформаторы при $U_{в.ном} \le 220$ кВ представляют упрощенной схемой замещения (рисунок 4.4, *в*). В этой схеме ветвь намагничивания учитывается в виде дополнительной нагрузки - потерь холостого хода $\Delta P_x + j\Delta Q_x$.

Сопротивления трансформатора r_T и x_T определяются по следующим выражениям:

$$r_T = \frac{\Delta P_к U_{ном}^2}{S_{ном}^2}. \tag{4.11}$$

$$x_T = \frac{u_k \%_0 U_{ном}^2}{100 S_{ном}}. \tag{4.12}$$

Для трансформатора, через который проходят ток нагрузки I_2 и мощность S_2, потери равны

$$\Delta P = \Delta P_x + \Delta P_T = \Delta P_x + \frac{\Delta P_k S_2^2}{S_{ном}^2}, \tag{4.13}$$

$$\Delta Q = \Delta Q_x + \Delta Q_T = \frac{I_x \%_0 S_{ном}}{100} + \frac{u_k \%_0 S_2^2}{100 S_{ном}}. \tag{4.14}$$

Если на подстанции с суммарной нагрузкой S_2 работают параллельно k одинаковых трансформаторов, то получим следующие выражения для потерь мощности:

$$\Delta P = k\Delta P_x + \frac{1}{k}\frac{\Delta P_k S_2^2}{S_{ном}^2}, \tag{4.15}$$

$$\Delta Q = \frac{k I_x \%_0 S_{ном}}{100} + \frac{1}{k}\frac{u_k \%_0 S_2^2}{100 S_{ном}}, \tag{4.16}$$

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы.

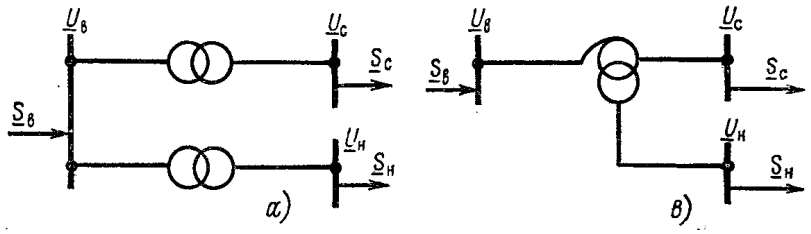


Рисунок 4.5 – Схемы подстанций с тремя номинальными напряжениями:

а - два двухобмоточных трансформатора; *б* - трехобмоточный трансформатор; *в* - автотрансформатор

Схема замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора с $U_{ном}$>220кВ приведена на рисунке 4.6,*в*, а с $U_{в.ном} \le 220$ кВ - на рисунке 4.6, *г*.

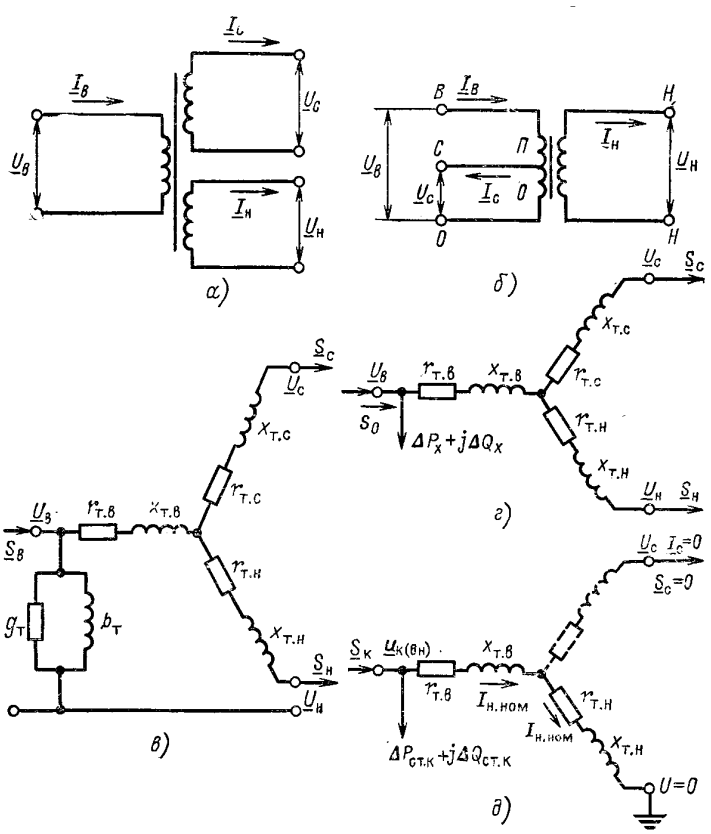


Рисунок 4.6 – Трехобмоточный трансформатор и автотрансформатор *а, б*- схемы соединения обмоток; *в, г*- Г-образная и упрощенная схемы замещения; *д*-схема опыта КЗ (ВН)

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов задаются три значения потерь короткого замыкания по парам обмоток $\Delta P_{к(в.н)}, \Delta P_{к(в.с)}, \Delta P_{к(с.н)}$ и три напряжения короткого замыкания по парам обмоток $u_{к(в.н)}\%,\ u_{к(в.с)}\%, u_{к(с.н)}\%$.

Величины $\Delta P_{к.в}, \Delta P_{к.с}, \Delta P_{к.н}$, соответствующие лучам схемы замещения, определяются по каталожным значениям потерь КЗ для пар обмоток:

$$\Delta P_{к.в} = 0{,}5(\Delta P_{к(в.н)} + \Delta P_{к(в.с)} - \Delta P_{к(с.н)}), \tag{4.17}$$

$$\Delta P_{к.с} = 0{,}5(\Delta P_{к(в.с)} + \Delta P_{к(с.н)} - \Delta P_{к(в.н)}), \tag{4.18}$$

$$\Delta P_{к.н} = 0{,}5(\Delta P_{к(в.н)} + \Delta P_{к(с.н)} - \Delta P_{к(в.с)}). \tag{4.19}$$

Аналогично этому по каталожным значениям напряжений КЗ для пар обмоток $u_{к(в.н)}\%, u_{к(в.с)}\%, u_{к(с.н)}\%$ определяются напряжения КЗ для лучей схемы замещения $u_{к.в}\%, u_{к.с}\%, u_{к.н}\%$:

$$u_{к.в}\% = 0{,}5[u_{к(в.н)}\% + u_{к(в.с)}\% - u_{к(с.н)}\%], \quad (4.20)$$

$$u_{к.с}\% = 0{,}5[u_{к(в.с)}\% + u_{к(с.н)}\% - u_{к(в.н)}\%], \quad (4.21)$$

$$u_{к.н}\% = 0{,}5[u_{к(в.н)}\% + u_{к(с.н)}\% - u_{к(в.с)}\%]. \quad (4.22)$$

По найденным значениям $\Delta P_{к.в}, \Delta P_{к.с}, \Delta P_{к.н}$ и $u_{к.в}\%, u_{к.с}\%, u_{к.н}\%$ определяются активные и реактивные сопротивления обмоток по выражениям, аналогичным (4.11-4.12) для двухобмоточного трансформатора.

Приведенные к разным мощностям паспортные значения $\Delta P_к$ для пар обмоток автотрансформатора необходимо привести к одной мощности - номинальной:

$$\Delta P_{к(в.н)} = \frac{\Delta P^{н}_{к(в.н)}}{\alpha^{2}_{н.н}}, \quad (4.23)$$

$$\Delta P_{к(с.н)} = \frac{\Delta P^{н}_{к(с.н)}}{\alpha^{2}_{н.н}}. \quad (4.24)$$

5 Расчет режимов сети 110 кВ

5.1 Расчетные нагрузки подстанций

На рисунке 5.1, *а* приведена схема электрической сети, состоящей из трех линий и трех трансформаторных подстанций. На рисунке 5.1, *б* приведена схема замещения этой же сети.

Для упрощения расчетов используются расчетные нагрузки подстанций. Расчетная нагрузка подстанции включает кроме мощности нагрузки потери в стали и меди трансформаторов подстанции, реактивную мощность, генерируемую в половине емкости линий, соединенных с данной подстанцией. Расчетная нагрузка, например, для подстанции *2* определяется следующим выражением:

$$\underline{S}_{p2} = \underline{S}_{2н} + \Delta\underline{S}_{T2} + \Delta\underline{S}_{x2} - jQ^{н}_{C23} - jQ^{к}_{C12} \quad (4.25)$$

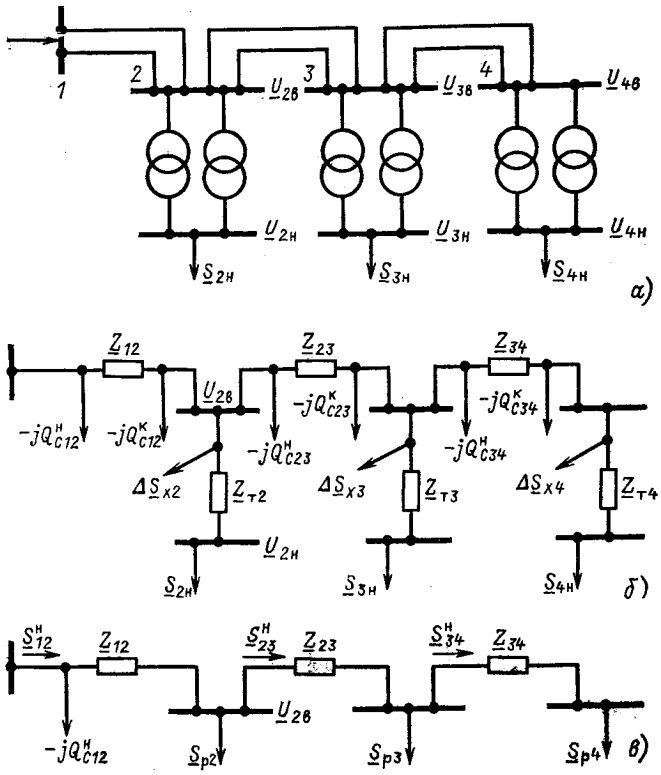


Рисунок 5.1 - Расчет режима радиальной сети с трансформаторами:

а — схема сети; *б*—схема замещения; *в*—упрощенная схема замещения с расчетными нагрузками подстанций

В этом выражении $\underline{S}_{2н}$ — нагрузка второй подстанции; $\Delta\underline{S}_{T2}$ — потери в меди трансформатора *2;* $\Delta\underline{S}_{x2}$ — потери в стали трансформатора *2;* $jQ^{н}_{C23}$ и $jQ^{к}_{C12}$ — реактивные мощности, генерируемые в конце линии *12* и начале линии *23.* Таким образом, расчетная нагрузка подстанции включает кроме мощности нагрузки потери в стали и меди трансформаторов подстанции, реактивную мощность, генерируемую в половине емкости линий, соединенных с данной подстанцией.

Использование расчетных нагрузок подстанции существенно упрощает схему замещения и соответственно расчет, однако приводит к определенной погрешности расчета: расчетные нагрузки подстанций вычисляются до того, как выполнен электрический расчет, и напряжения НН и ВН подстанций неизвестны. Поэтому потери мощности в меди трансформатора $\Delta\underline{S}_{T2}$ рассчитываются по (2.19), (2.20), а емкостные мощности линий $Q^{н}_{C23}$, $Q^{к}_{C12}$ опреде-

ляются по номинальным напряжениям:

$$Q^{н}_{C23} = \frac{1}{2} U^{2}_{ном} b_{23}, \tag{4.26}$$

$$Q^{к}_{C12} = \frac{1}{2} U^{2}_{ном} b_{12}, \tag{4.27}$$

$$\Delta \underline{S}_{T2} = \frac{\Delta P_{к}}{k} \left(\frac{S_{2H}}{S_{ном}} \right)^{2} + j \frac{1}{k} \frac{u_{k}\%}{100} \frac{S^{2}_{2H}}{S_{ном}}, \tag{4.28}$$

где b_{23}, b_{12}—емкостные проводимости линий.

5.2 Расчет разомкнутой сети (в два этапа) при заданных мощностях нагрузки и напряжении источника питания

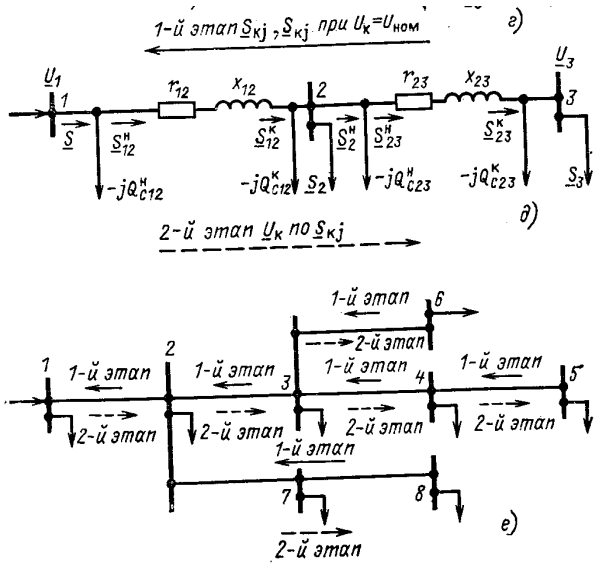


Рисунок 5.2 – Расчет режима разомкнутой питающей сети:
а – последовательность расчета в два этапа для двух линий; *б* – то же для разветвленной сети

Известны (рисунок 5.2, *а)* мощности нагрузок $\underline{S}_{к}$ *(k=2,3),* сопротивления и проводимости линий $\underline{Z}_{kj} = r_{kj} + jx_{kj}$ и b_{kj} *(kj=12, 23),* напряжение источника питания $\underline{U}_1$ — напряжение в начале линии *12.* Надо определить неизвестные напряжения в узлах $\underline{U}_{k}$ *(k=2, 3),* потоки и потери мощности в линиях $\underline{S}^{к}_{kj}, \underline{S}^{н}_{kj}, \Delta\underline{S}_{kj}$ *(kj= 12, 23),* а также мощность источника питания $\underline{S}_1$.

Расчет осуществляется методом итераций или последовательных приближений, он состоит из двух этапов.

1-й этап. Принимаем все напряжения в узлах равными $U_{ном}$ и определяем потоки и потери мощности в линиях по первому закону Кирхгофа от последней нагрузки к источнику питания при

$$\underline{U}_k = U_{ном}, k=2,3. \tag{4.29}$$

Определим потоки и потери мощности:

$$\underline{S}_{23}^{k} = \underline{S}_{3P}, \tag{4.30}$$

$$\Delta\underline{S}_{23} = \left(\frac{S_{23}^{k}}{U_{ном}}\right)^2 \underline{Z}_{23}, \tag{4.31}$$

$$\underline{S}_{23}^{н} = \underline{S}_{23}^{k} + \Delta\underline{S}_{23}. \tag{4.32}$$

Запись первого закона Кирхгофа для узла *2* (рисунок 5.2, *а*) имеет следующий вид:

$$\underline{S}_{12}^{к} = \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{23}^{н},$$

где $\underline{S}_{23}^{н}$ — мощность, текущая от узла *2* в линию *23*.

2-й этап. Определяем напряжение $\underline{U}_2$ (рисунок 5.2, *а*) по известному напряжению $\underline{U}_1$ и потоку мощности $\underline{S}_{12}^{н}$, определенному на 1-м этапе по формулам:

$$\Delta U_{12}^{н} = \frac{P_{12}^{н} r_{12} + Q_{12}^{н} x_{12}}{U_1}, \tag{4.33}$$

$$\delta U_{12}^{н} = \frac{P_{12}^{н} x_{12} - Q_{12}^{н} r_{12}}{U_1}. \tag{4.34}$$

Напряжение в конце линии

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta U_{12}^{н} - j\delta U_{12}^{н}, \tag{4.35}$$

Следовательно, модуль $\underline{U}_2$ равен

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \Delta U_{12}^{н}\right)^2 + \left(\delta U_{12}^{н}\right)^2}, \qquad (4.36)$$

Аналогично определяем $\underline{U}_3$.

При инженерных расчетах обычно достаточно одной итерации.

Порядок проведения расчета разветвленной сети в два этапа иллюстрируется на рисунке 5.2, *б*.

5.3 Распределение потоков мощности и напряжений в простых замкнутых сетях

Расчет с учетом потерь мощности. Рассмотрим линию с двухсторонним питанием, к которой преобразуется простая замкнутая сеть (рисунок 5.3, *а*).

Используем расчетные мощности нагрузок подстанции.

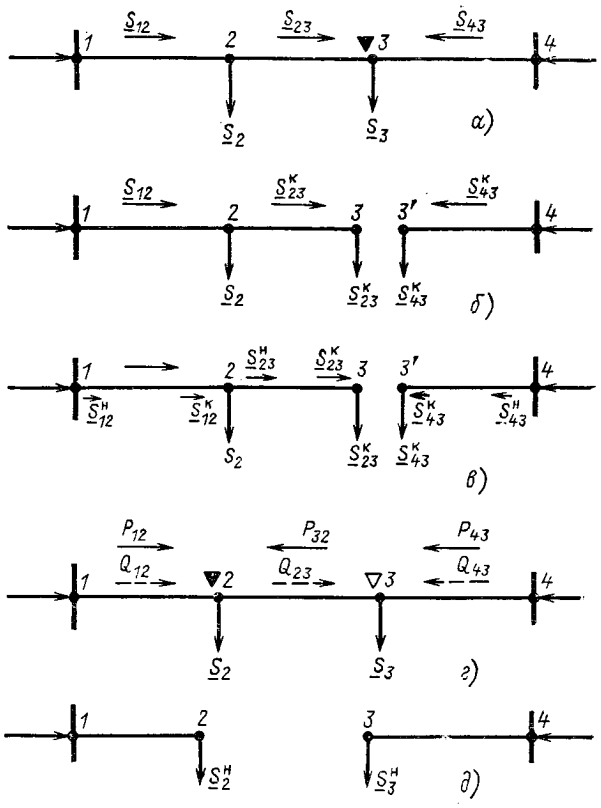


Рисунок 5.3 – Распределение потоков мощности в замкнутой сети с учетом потерь мощности:

а—исходная сеть; *б*—представление исходной сети в виде двух линий;

в—условные обозначения для расчета потоков в линиях с учетом потерь мощности; *г*—направления потоков в случае несовпадения точек потокораздела активной и реактивной мощностей; *д*—разделение сети при несовпадающих точках потокораздела

Мощности $\underline{S}_{12}$, $\underline{S}_{23}$, $\underline{S}_{43}$ определим сначала без учета потерь.

Потоки мощности на головных участках определятся так:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \underline{S}_k \underline{Z}_{kn}^*}{\underline{Z}_{1n}^*}, \tag{4.37}$$

$$\underline{S}_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \underline{S}_k \underline{Z}_{1k}^*}{\underline{Z}_{1n}^*}. \tag{4.38}$$

Значение потока мощности $\underline{S}_{k,k+1}$ можно легко найти на основании первого закона Кирхгофа.

Предположим, что направления мощностей соответствуют точке потокораздела в узле *3*, который отмечен залитым треугольником. «Разрежем» линию в узле *3* (рисунок 5.3, *б*) и рассчитаем потоки мощности в линиях *13* и *43'*, как это делалось для разомкнутых сетей.

На участке *23* потери активной мощности

$$\Delta P_{23} = \frac{\left(S_{23}^{\text{к}}\right)^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{23},$$

потери реактивной мощности

$$\Delta Q_{23} = \frac{\left(S_{23}^{\text{к}}\right)^2}{U_{\text{ном}}^2} x_{23},$$

потери полной мощности

$$\Delta \underline{S}_{23} = \Delta P_{23} + j\Delta Q_{23}.$$

Находим значение потока мощности $\underline{S}_{23}^{\text{н}}$ в начале участка *23* (рисунок

5.3,*в*):

$$\underline{S}_{23}^{\text{н}} = \underline{S}_{23}^{\text{к}} + \Delta\underline{S}_{23}.$$

Далее расчет потоков мощности на участке *12* проводится как для разомкнутых сетей.

Может оказаться, что 1-й этап расчета кольцевой сети выявит две точки потокораздела: одну — для активной, а другую — для реактивной мощности. Такой случай иллюстрируется на рисунке 5.3, *г*, где узел *2*—точка потокораздела для активной, а узел *3* — для реактивной мощности.

В этом случае кольцевая сеть для дальнейшего расчета может быть также разделена на две разомкнутые линии. Вычислим предварительно потери мощности на участке между точками потокораздела:

$$\Delta P_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{32};$$

$$\Delta Q_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U_{\text{ном}}^2} x_{32}.$$

Если теперь принять, что в точке *2* включена нагрузка

$$\underline{S}_2^{\text{н}} = P_2^{\text{н}} + jQ_2^{\text{н}} = P_{12} + j\left(Q_{12} + Q_{23} + \Delta Q_{32}\right),$$

а в точке *3* — нагрузка

$$\underline{S}_3^{\text{н}} = P_3^{\text{н}} + jQ_3^{\text{н}} = P_{43} + P_{32} + \Delta P_{32} + jQ_{43}.$$

где P_{12}, Q_{12}, P_{43}, Q_{43} определяются по (4.37), (4.38), а P_{32}, Q_{32}—по закону Кирхгофа, то при дальнейшем расчете можно вместо кольцевой схемы рассматривать две разомкнутые линии, показанные на рисунке 5.3, *д*.

5.4 Определение напряжения на стороне низшего напряжения подстанций

Учет трансформаторов приводит к определенным особенностям на 2-м этапе при расчете напряжений.

Рассмотрим способ определения напряжения на стороне НН подстанций, например напряжения $U_{2н}$, на рисунке 5.4. Здесь трансформатор представлен в виде двух элементов: первый элемент—сопротивление трансформатора $\underline{Z}_{T2}$, второй — идеальный трансформатор. Идеальный трансформатор не имеет сопротивления, но обладает коэффициентом трансформации

$$n_T = U_{B.HOM} / U_{H.HOM} . \qquad (4.39)$$

Такое условное разделение трансформатора на его сопротивление и идеальный трансформатор применяется, когда совместно рассматриваются сети высшего и низшего напряжений без приведения параметров сетей к одному базисному напряжению.

Обозначим $U_{2н}^{B}$ приведенное к стороне ВН напряжение на шинах низшего напряжения; $U_{2н}^{B}$-действительное напряжение на шинах низшего напряжения. Известна мощность нагрузки $\underline{S}_{2н}$. На 1-м этапе мощность $\underline{S}_{T2}^{н}$ определяется из следующего выражения:

$$\underline{S}_{T2}^{н} = \underline{S}_{2B} - \Delta\underline{S}_{x2}, \qquad (4.40)$$

где мощность $\underline{S}_{2B}$ равна

$$\underline{S}_{2B} = \underline{S}_{p2} + jQ_{C12}^{к} + jQ_{C23}^{н}. \qquad (4.41)$$

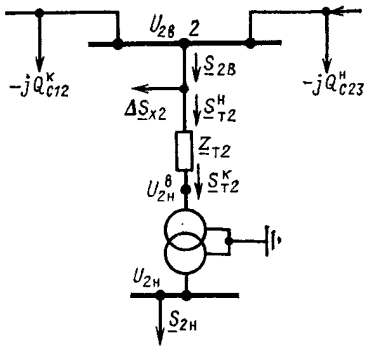


Рисунок 5.4 – Схема замещения подстанции *2*

По известному напряжению U_2 и мощности $\underline{S}_{T2}^{н}$, можно определить напряжение $U_{2н}^{B}$ в конце сопротивления $\underline{Z}_{T2}$ (4.33-4.36).

Для того чтобы найти действительное напряжение НН подстанции, т. е.

$U_{2н}$, надо разделить напряжение $U_{2н}^{B}$ на коэффициент трансформации:

$$U_{2н} = \frac{U_{2н}^{B}}{n_T} = U_{2н}^{B} \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{В.НОМ}}. \quad (4.42)$$

При расчете сетей содержащих трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы напряжение на стороне СН U_{2c} определяется аналогично (4.42):

$$U_{2c} = U_{2c}^{B} \frac{1}{n_{B.C}} = U_{2c}^{B} \frac{U_{C.НОМ}}{U_{В.НОМ}}. \quad (4.43)$$

Дальше расчет проводится в сети среднего напряжения по обычным выражениям.

5.5 Расчет аварийных режимов

Аварийные режимы наиболее опасны при максимальной нагрузке в вечерний или в утренний период , это необходимо учитывать при расчетах. При этом распределение мощностей, потери мощности и напряжения определяются для частей сети, в которых произошли значительные изменения мощности или сопротивлений линии.

Наиболее тяжелым аварийным режимом для радиальных сетей является отключение одной из параллельных линий. При этом расчет ведется в том же порядке, что и в нормальном режиме.

Для замкнутых сетей тяжелыми аварийными режимами являются обрыв наиболее загруженного участка со стороны ЦП. Таким образом, рассчитываются потери напряжения для этих возможных случаев как для радиальных линий.

6 Выбор средств регулирования напряжения

Регулирование напряжением в районной электрической сети осуществляется на источниках питания и на приемных понижающих подстанциях. В курсовом проекте проверяется возможность регулирования напряжения на понижающих подстанциях. В качестве основного средства регулирования напряжения принимаются трансформаторы с регулированием рабочих от-

ветвлений под нагрузкой (с РПН), для которых в справочных данных приводятся сведения о ступенях регулирования.

В этом разделе проекта должны быть выбраны рабочие ответвления понижающих трансформаторов, обеспечивающие поддержание в соответствии с принципом встречного регулирования требуемых отклонений напряжения на шинах 10 кВ подстанций во всех рассмотренных режимах работы

Понижающие трансформаторы имеют РПН в нейтрали обмотки высшего напряжения. Ответвление высшей части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{н\ жел}$, может быть определено по выражению:

$$n_{отв.жел} = \left(\frac{U_H}{U_{H.жел}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}}, \qquad (7.1)$$

где U_H - действительное напряжение НН подстанции, рассчитанное на предыдущем этапе;

$\Delta U_{отв}$ - ступень регулирования напряжения в процентах.

Вычисленное значение округляется до ближайшего целого числа $n_{отв.}$ с учетом максимального числа ответвлений, которое может колебаться от 8 до 10 для различных типов трансформаторов. После этого следует определить действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции

$$U_H^{дейтв} = \frac{U_H}{1 + n_{отв} \dfrac{100}{\Delta U_{отв}}} \qquad (7.2)$$

и отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ($U_{ном}$=10 (6) кВ):

$$\delta U = \frac{U_H^{дейтв} - U_{ном}}{U_{ном}} 100\% . \qquad (7.3)$$

Желаемое значения напряжения на НН подстанции равно для режимов: максимальных нагрузок и послеаварийного $U_{н\ жел}$ =1,05·$U_{ном}$, а для минимальных нагрузок $U_{н\ жел}$ =1,0·$U_{ном}$.

7 Оформление контрольной работы

Контрольная работа разрабатывается в соответствии с заданием и оформляется в виде расчетно-пояснительной части. Пояснительная записка включает: титульный лист, задание, содержание, введение, расчетно-пояснительную часть и список используемой литературы.

Без наличия задания КР к проверке не принимается.

8 Порядок защиты

Контрольная работа защищается руководителю. Студенту дается 10 минут для краткого сообщения о содержании контрольной работы и принятых решениях, а затем он отвечает на вопросы.

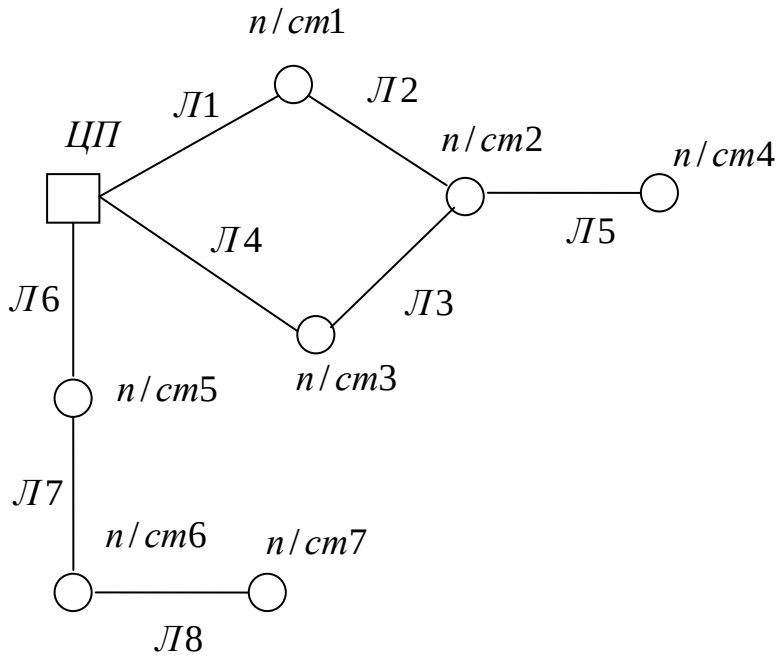


Рисунок 1

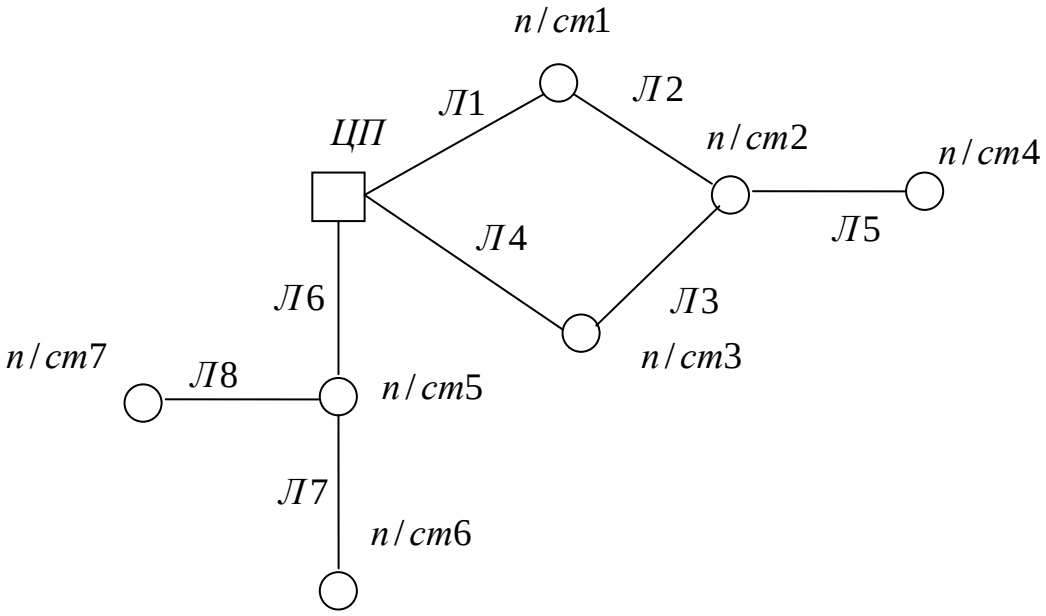


Рисунок 2

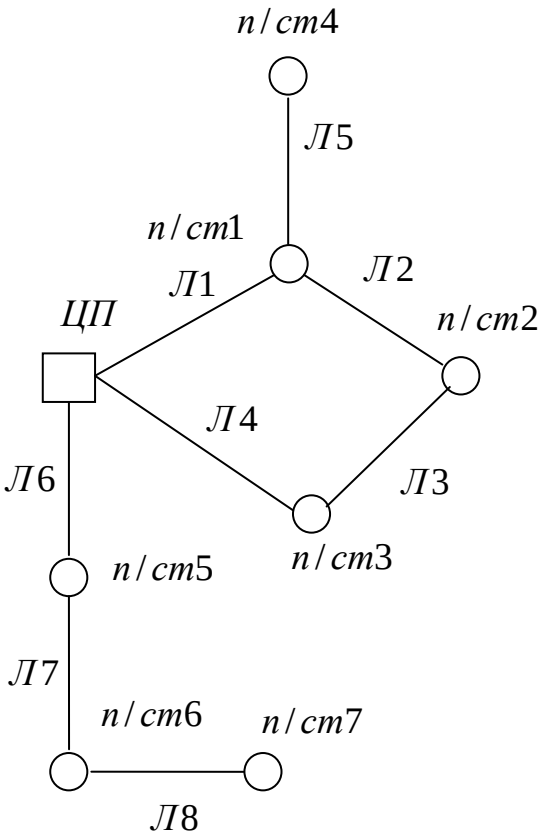


Рисунок 3

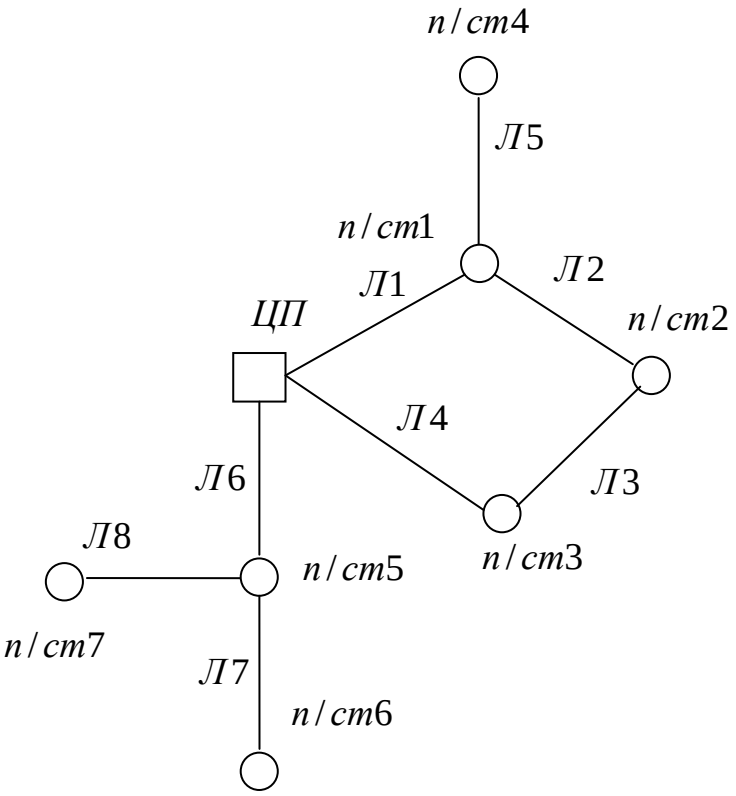


Рисунок 4

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению курсового проекта по дисциплине

«Электроэнергетические системы и сети»
для студентов направления подготовки
бакалавриата 13.03.02 Электроэнергетика и
электротехника
Направленность (профиль) Цифровые технологии
в электроэнергетике»

Ставрополь
2025

Методические указания составлены в соответствии с программой дисциплины «Электроэнергетические системы и сети» и предназначены для студентов направления подготовки бакалавриата 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

В методических указаниях освещены основные вопросы, связанные с проектированием электрических сетей: выбор рационального варианта схемы сети и параметров ее элементов (линий электропередачи и понижающих подстанций) для электроснабжения пяти пунктов потребления электроэнергии; анализ характерных установившихся режимов работы спроектированной сети; определение основных технико-экономических показателей спроектированной сети.

Составитель: Ярош В.А., Костюков Д.А., Рыбасова О.С.

Содержание

Введение 7

1 Определение времени использования наибольшей нагрузки 9

1.1 Годовой график нагрузки 9

1.2 Пример определения времени наибольшей нагрузки. 10

2 Баланс активной мощности и расстановка компенсирующих устройств 12

2.1 Расчет нагрузок 12

2.2 Пример расчета нагрузок 12

2.3 Баланс активной мощности 13

2.4 Пример составления баланса активной мощности 14

2.5 Расстановка компенсирующих устройств 15

2.6 Пример расстановки компенсирующих устройств 16

3. Выбор оптимального варианта схемы сети 18

3.1 Составление вариантов схем сети 18

3.2 Выбор схем электрических соединений подстанций проектируемой сети 22

3.3 Приближенная технико-экономическая оценка вариантов схем сети 26

3.4 Пример составления вариантов схемы сети 27

4 Предварительный расчет отобранных вариантов 33

4.1 Расчет потокораспределения 33

4.2 Выбор номинального напряжения 34

4.3 Оценка баланса реактивной мощности в проектируемой сети 37

4.4 Выбор сечений и марок проводов воздушных линий 43

4.4.1 Выбор экономически целесообразных сечений проводов 43

4.4.2. Проверка сечений проводов по условиям технических ограничений 45

4.5 Определение потерь мощности в нормальном режиме наибольших нагрузок 51

4.6. Пример предварительного расчета радиально-магистральной сети 51

4.7. Пример предварительного расчета кольцевой сети 58

4.8. Пример предварительного расчета смешанной сети 66

5 Выбор трансформаторов понижающих подстанций 67
5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов понижающих подстанций 67
5.2. Пример выбора числа и мощности трансформаторов понижающих подстанций 69
6 Выбор рационального варианта схемы сети 71
6.1. Критерий технико-экономического сопоставления 71
6.2. Капиталовложения на сооружение электрической сети 72
6.3. Издержки на передачу электроэнергии по электрической сети 77
6.4. Ликвидационная стоимость 79
6.5. Сопоставление вариантов 79
6.6. Пример сопоставления вариантов 82
6.6.1 Пример сопоставления радиальной и кольцевой сети 82
6.6.2 Пример сопоставления кольцевой и смешанной сети 86
7 Расчет основных режимов работы спроектированной сети 88
7.1 Подготовка исходных данных 89
7.2 Пример подготовки исходных данных 89
7.3 Анализ результатов расчетов режимов 94
7.4 Пример анализ результатов расчетов режимов 97
8 Технико-экономические показатели спроектированной сети 101
8.1 Основные технико-экономические показатели спроектированной сети 101
8.2 Пример расчета основных технико-экономических показателей спроектированной сети 104
9 Задание и указания по оформлению курсового проекта 108
Список используемой литературы 110
Приложения 112

Введение

Задачами проектирования электроэнергетических систем является разработка и технико-экономическое обоснование решений по формированию целесообразного комплекса электрических станций, линий электропередачи и понижающих подстанций, обеспечивающих требуемый уровень надежности электроснабжения всех потребителей рассматриваемого района качественной электроэнергией с наименьшими затратами.

В данном курсовом проекте осуществляется проектирование электрических сетей заданного района с пятью пунктами потребления электроэнергии, в которых будут сооружаться понижающие подстанции.

К основным задачам, решаемым в данном курсовом проекте, относятся:

– выбор рационального варианта схемы сети и параметров ее элементов (линий электропередачи и понижающих подстанций) для электроснабжения заданного числа пунктов потребления электроэнергии;

– анализ характерных установившихся режимов работы спроектированной сети;

– определение основных технико-экономических показателей спроектированной сети.

Характерными разделами курсового проекта и ориентировочные значения трудозатрат на их выполнение являются:

1. Определение времени наибольшей нагрузки. Баланс активной мощности. Выбор компенсирующих устройств (10%).

2. Формирование вариантов схем электрических сетей (15%).

3. Расчет приближенного потокораспределения. Выбор номинального напряжения сети. Выбор сечения линий и его проверка (40%).

4. Выбор мощности трансформаторов (5%).

5. Технико-экономическое сравнение вариантов (10%).

6. Расчет режимов работы электрической сети на ЭВМ. Выбор средств регулирования напряжения (10%).

7. Основные технико-экономические показатели спроектированной сети (10%).

В указанных выше объемах разделов проекта не учитываются затраты на оформление материалов расчетно-пояснительной записки и плаката, которые составляют 10-15 % от общей трудоемкости раздела.

В настоящем методическом пособии даны указания по выполнению этих разделов проекта, а также необходимый справочный материал, приведенный в приложениях.

1 Определение времени использования наибольшей нагрузки

1.1 Годовой график нагрузки

В таблице П.1 приложении 1. представлены характерные суточные зимние и летние графики нагрузок (полной мощности S^* в относительных единицах) некоторых отраслей промышленности. Номер варианта графика нагрузки, количество зимних дней задается преподавателем.

Для упрощения расчетов принято, что графики активной и реактивной мощности в относительных единицах совпадают во времени и, следовательно, совпадают с графиком полной мощности.

По суточному графику строиться годовой график активной нагрузки по продолжительности, который строится в порядке убывания ступеней графика и показывает, сколько часов в году предприятие работает с той или иной активной мощностью нагрузки. Площадь такого графика, построенного в именованных единицах равна полной энергии, потребленной предприятием за год.

Энергия, полученная потребителем за год, равна:

$$W = \sum_{i=1}^{N} P_i \Delta t_i = P_{нб} T_{нб}, \tag{1.1}$$

где $T_{нб}$ – время использования наибольшей нагрузки – это время, за которое потребитель, работая с наибольшей нагрузкой, потребляет такое же количество электроэнергии, как и при работе по действительному графику в течение года, $P_{нб}$ − наибольшая потребляемая нагрузкой мощность.

Число часов использования наибольшей нагрузки можно определить по выражению:

$$T_{нб} = \frac{W}{P_{нб}} = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_i \cdot T_i}{P_{нб}}., \tag{1.2}$$

Геометрический смысл времени использования наибольшей нагрузки – это время представляет собой абсциссу прямоугольника, площадь которого равна площади графика на рисунке 1.1.

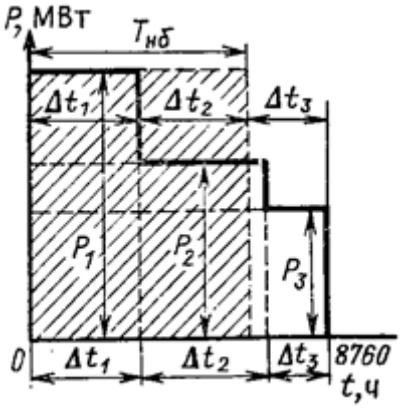


Рисунок 1.1 – График нагрузки

Площадь графика, построенного в относительных единицах, равна числу часов использования наибольшей нагрузки – $T_{нб}$. Так как $P_{нб}$=1, то

$$T_{нб} = \sum P_i \cdot T_i . \qquad (1.3)$$

1.2 Пример определения времени наибольшей нагрузки.

В таблице 1.1 приведен суточный зимний и летний график нагрузки. Количество зимних дней – 213. Построить графики нагрузок и найдем число часов использования наибольшей нагрузки.

Таблица 1.1 – Суточный зимний и летний график нагрузки

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	0,8	1	1	1	1	0,7	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4
лето	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	0,3	0,3	0,3

По данным таблицы 1.1 строим суточный зимний и летний график нагрузки (рисунок 1.2).

Количество летних дней в году равно 152 дня.

Так как в нашем случае графики представлены в относительных единицах, $P_{нб}$=1, то время использования наибольшей нагрузки определим по формуле (1.3):

$T_{нб}$ =213·15,9+152·13,4=5423,5 ч.

Наименьшая летняя нагрузка составляет 80 % от наибольшей зимней.

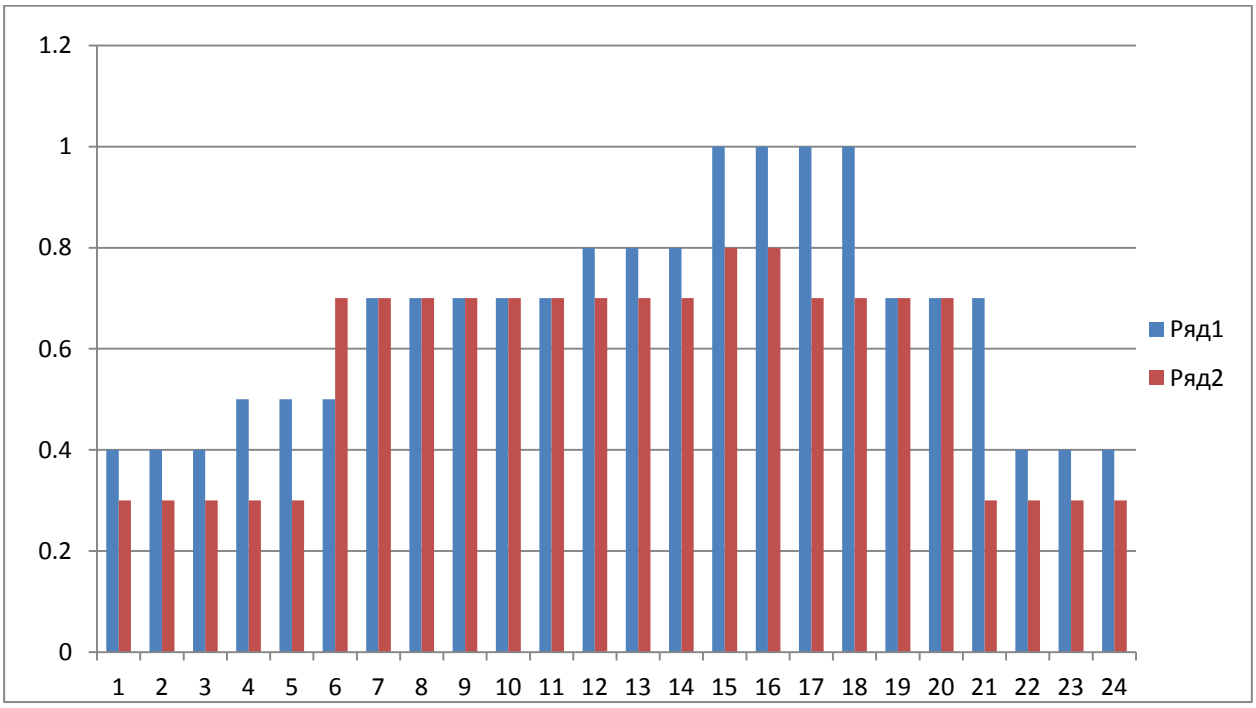


Рисунок 1.1 – Суточный зимний и летний график нагрузки

2 Баланс активной мощности и расстановка компенсирующих устройств

2.1 Расчет нагрузок

Исходными данными при проектировании являются наибольшие зимние активные нагрузки пунктов потребления $P_{нбi}$ и их коэффициенты мощности ($\cos\varphi_i$).

По заданным значениям $P_{нбi}$ и $\cos\varphi_i$ определяются $\mathrm{tg}\,\varphi_i$, наибольшие зимние реактивные нагрузки $Q_{нбi}$ и полные нагрузки $S_{нбi}$ пунктов потребления:

$$tg\,\varphi_i = tg\left(\arccos\left(\cos\varphi_i\right)\right) \text{ или } tg\,\varphi_i = \frac{\sqrt{1-(\cos\varphi_i)^2}}{\cos\varphi_i}, \tag{2.1}$$

$$Q_{нбi} = P_{нбi} \cdot tg\left(\varphi_i\right), \tag{2.2}$$

$$S_{нбi} = \frac{P_{нбi}}{\cos\varphi_i} \text{ или } S_{нбi} = \sqrt{P_{нбi}^2 + Q_{нбi}^2}\,. \tag{2.3}$$

2.2 Пример расчета нагрузок

Определить нагрузки подстанций при следующих исходных данных:

Таблица 2.1 – Исходные данные

Пункт / Данные	1	2	3	4	5
Наибольшая зимняя нагрузка тыс. кВт	16	16	26	14	13
Коэффициент мощности нагрузки	0,86	0,81	0,93	0,87	0,96

Для первой нагрузки по $\cos\varphi_1$ =0,86 определяем

tg(φ1)=tg(arccos(0,86))=0,59.

Реактивная и полная нагрузка первого потребителя

Qнб1=16·0,59=9,44 Мвар;

Sнб1=16/0,86=18,6 МВ·А.

Расчеты для остальных нагрузок сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.2 – Определение заданных нагрузок

№ п/с	$P_{нбi}$, МВт	cos φ_i	tg φ_i	$Q_{нбi}$, Мвар	$S_{нбi}$, МВ·А
1	16	0,86	0,59	9,44	18,6
2	16	0,81	0,72	11,52	19,75
3	26	0,93	0,4	10,4	27,96
4	14	0,87	0,57	7,98	16,09
5	13	0,96	0,29	3,77	13,54
Итого	85			43,11	95,94

2.3 Баланс активной мощности

Характерной особенностью установившегося режима работы электроэнергетической системы является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. В любой момент установившегося режима электроэнергетической системы суммарная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, равна суммарной потребляемой мощности в этот же момент времени. Такое соотношение вырабатываемой и потребляемой мощностей называется балансом мощности.

Дефицит активной мощности приводит к снижению частоты во всей ЭС, при дефиците реактивной мощности происходит общее снижение уровня напряжения в ЭС и в наибольшей степени в узле изменения баланса по реактивной мощности.

Балансовые расчёты, то есть выявление дефицита (или избытка) мощности, позволяют установить возможные направления передачи электроэнергии, оказывающие влияние на формирование схемы проектируемой ЭС и выбор параметров её элементов.

В рассматриваемом курсовом проекте баланс мощностей составляют только для режима наибольших нагрузок.

Источником питания проектируемой районной сети являются шины узловой подстанции 220/110/35 кВ, входящей в состав электроэнергетической системы. При проектировании районных электрических сетей предполагается, что установленная мощность источника питания достаточна для покрытия

потребности в активной мощности, то есть баланс по активной мощности выполняется с учетом покрытия потерь активной мощности в элементах сети.

Общее потребление активной мощности проектируемого района электрической сети определяется выражением:

$$P_{района} = k_{0(P)} \sum_{i=1}^{n} P_{нбi} + \Delta P_c \cdot \sum_{i=1}^{n} P_{нбi}, \qquad (2.4)$$

где $k_{0(P)}$ – коэффициент одновременности наибольших активных нагрузок подстанций (0,95÷0,96); $P_{нбi}$ – наибольшая зимняя активная нагрузка *i*-го пункта проектируемой электрической сети; ΔP_c – суммарные потери активной мощности в элементах сети в долях от суммарной нагрузки подстанций; *n* – число пунктов потребления электроэнергии проектируемой электрической сети.

Прогнозируемые потери активной мощности в линиях и трансформаторах сети 110-220 кВ принимаются в пределах 4…6 %.

2.4 Пример составления баланса активной мощности

Рассчитать баланс активной мощности при исходных данных, представленных в таблице 2.1.

Баланс активной мощности.

Суммарная активная мощность нагрузок потребителей:

$\sum_{i=1}^{n} P_{нбi}$ = 16+16+26+14+13=85 МВт.

Суммарные потери активной мощности в элементах сети:

$\Delta P_c \cdot \sum_{i=1}^{n} P_{нбi} = 0{,}05 \cdot 85 = 4{,}25$ МВт.

Общее потребление активной мощности проектируемого района электрической сети:

$P_{района}$ = 0,95·85+4,25=85 МВт.

Так как ограничений по мощности источника питания не имеется, то баланс активной мощности в проектируемом районе электрической сети соблюдается.

2.5 Расстановка компенсирующих устройств

Основным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций, вырабатывающие около 60 % требуемой реактивной мощности. Располагаемая реактивная мощность электростанций ЭС недостаточна для покрытия общей потребности ЭС в реактивной мощности [1]. В связи с этим возникает необходимость установки дополнительных источников реактивной мощности (компенсирующих устройств).

Компенсация реактивных нагрузок является одним из эффективных способов снижения потерь активной мощности и электроэнергии в элементах электрических сетей и улучшения качества электроэнергии по отклонению напряжения за счет уменьшения потерь напряжения в элементах электрических сетей. Эффект достигается за счет разгрузки элементов электрических сетей от источника питания до места установки компенсирующих устройств по реактивной мощности.

Оптимальное распределение компенсирующих устройств по сети является сложной технико-экономической задачей и в проекте не рассматривается.

В соответствии с [2] предельное значение коэффициента реактивной мощности на шинах 6-20 кВ понижающих подстанций составляет $tg\varphi_{пред}$ = 0,4.

Таким образом, если на подстанциях проектируемой сети, на шинах 6 (10) кВ которых не выполняется условие

$$tg\varphi_i \le tg\varphi_{пред}, \tag{2.5}$$

необходимо установить компенсирующие устройства мощностью

$$Q_{куi} = P_{нбi}\left(tg\varphi_i - tg\varphi_{пред}\right). \tag{2.6}$$

Основным типом компенсирующих устройств, устанавливаемых на шинах 6-10 кВ понижающих подстанций, являются конденсаторные батареи.

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность конденсаторных батарей, по выражению (2.6), может оказаться отрицательной. Это свидетельствует о том, что установка конденсаторных батарей на данной подстанции не требуется.

Число конденсаторных батарей на шинах 6-10 кВ понижающей подстанций должно быть четным и определяется выражением:

$$n_{бi} = \frac{Q_{куi}}{Q_{ном\ куi}}. \qquad (2.7)$$

где $Q_{ном\ куi}$ – мощность, выдаваемая батареей при напряжении $U_{ном}$, принимается по справочным данным (таблица П 2.1 Приложение 2).

В заключение раздела определяются расчётные нагрузки подстанций с учетом мощности установленных конденсаторных батарей. Мощность конденсаторных батарей снижает общую (расчётную) мощность подстанции:

$$S_{рi} = P_{нбi} + j\left(Q_{нбi} - Q_{ку}^{уст}\right). \qquad (2.8)$$

2.6 Пример расстановки компенсирующих устройств

Расставить компенсирующие устройства на шинах 10 кВ понижающих подстанций.

Определяем мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на каждой из подстанций проектируемого района в соответствии с предельным значением коэффициента реактивной мощности $tg\varphi_{пред}$ =0,4:

$Q_{ку1}$ = 16·(0,59-0,4)=3,04 Мвар;

$Q_{ку2}$ = 16·(0,72-0,4)=5,12 Мвар;

$Q_{ку3}$ = 26·(0,4-0,4)=0 Мвар;

$Q_{ку4}$ = 14·(0,57-0,4)=2,38 Мвар;

$Q_{ку5}$ = 13·(0,29-0,4)=-1,43 Мвар.

Определим число конденсаторных батарей на каждой из подстанции:

$n_{б1}$ = 3,04/1,35=2,25

$n_{б2}$ = 5,12/2,7=1,9

$n_{б3}$ = 0

$n_{б4}$ = 2,38/1,35=1,76

$n_{б5} = \quad 0$

На п/ст 1 устанавливаем 2 БК типа УК-10,5-1350.

На п/ст 2 устанавливаем 2 БК типа УК-10,5-2700.

На п/ст 4 устанавливаем 2 БК типа УК-10,5-1350.

Результаты расстановки конденсаторных батарей и определения расчётных нагрузок подстанций сведем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности

№ п/ст	$Q_{ку}^{расч}$, Мвар	$Q_{ку}^{уст}$, Мвар	$P_{нб}$, МВт	$Q_{нб}$, Мвар	Q_P, Мвар	S_P, МВ·А	$\cos\varphi$
1	3,04	2,7	16	9,44	6,74	17,36	0,92
2	5,12	5,4	16	11,52	6,12	17,13	0,93
3	0,00	0	26	10,40	10,40	28,00	0,93
4	2,38	2,7	14	7,98	5,28	14,96	0,94
5	0,00	0	13	3,77	3,77	13,54	0,96
Итого	10,54	10,8	85,00	43,11	32,31	90,99	

3. Выбор оптимального варианта схемы сети

Выбор оптимального варианта схемы сети включает в себя несколько последовательных этапов. Первым из них является этап, на котором разрабатываются возможные варианты конфигурации сети. На втором этапе делается приближенная технико-экономическая оценка каждого варианта, и из них отбирается несколько (не более трех) наиболее конкурентоспособных. И, наконец, на третьем этапе путем технико-экономического сравнения выбирается наиболее оптимальный вариант.

3.1 Составление вариантов схем сети

Одним из важнейших условий, которые обязательно соблюдаются при составлении схемы, является требование обеспечения надежности электроснабжения. Требования к надежности зависят от состава потребителей по категориям. Эти сведения приведены в задании на проект.

Потребители 1-й и 2-й категории согласно [4] должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. При питании потребителей района от шин распределительных устройств (РУ) электростанции или крупной подстанции энергосистемы независимыми источниками питания можно считать сборные шины РУ, если выполняются следующие условия:

– каждая секция шин РУ должна иметь питание от разных генераторов (не менее двух) или трансформаторов;

– секции шин РУ электрически не должны быть связаны между собой или должны иметь связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из взаимосвязанных секций шин.

Для питания потребителей 1-й категории применяют резервированные схемы с АВР. Питание потребителей 2-й категории осуществляется, как правило, тоже по резервированным схемам, но включение резерва при этом может быть ручным, то есть резервный источник включается обслуживающим персоналом.

Поэтому линии электропередачи, по которым осуществляется электроснабжение потребителей 1 и 2 категории, в разомкнутых вариантах схем

сетей должны быть двухцепными, в замкнутых вариантах – одноцепными. Питание мелких подстанций, в составе нагрузки которых отсутствуют потребители 1 и 2 категории, осуществляется по одноцепным линиям.

Если в одном пункте имеются потребители разных категорий, то при выборе конфигурации сети следует исходить из высшей категории потребителей данного пункта.

В районных сетях применяют следующие типы схем электроснабжения:

– разомкнутые нерезервированные сети, радиальные (рисунок 3.1 а) и магистральные (рисунок 3.1 б), выполняемые одноцепными линиями;

– разомкнутые резервированные сети, радиальные (рисунок 3.1 в), магистральные (рисунок 3.1 г) радиально-магистральные (рисунок 3.1 з), выполняемые двухцепными линиями;

– замкнутые резервированные сети, просто замкнутые (рисунок 3.1 д) и сложно замкнутые (рисунок 3.1 е), выполняемые одноцепными линиями;

– смешанные варианты, выполненные в виде комбинации из трех первых типов схем электроснабжения (рисунок 3.1 ж).

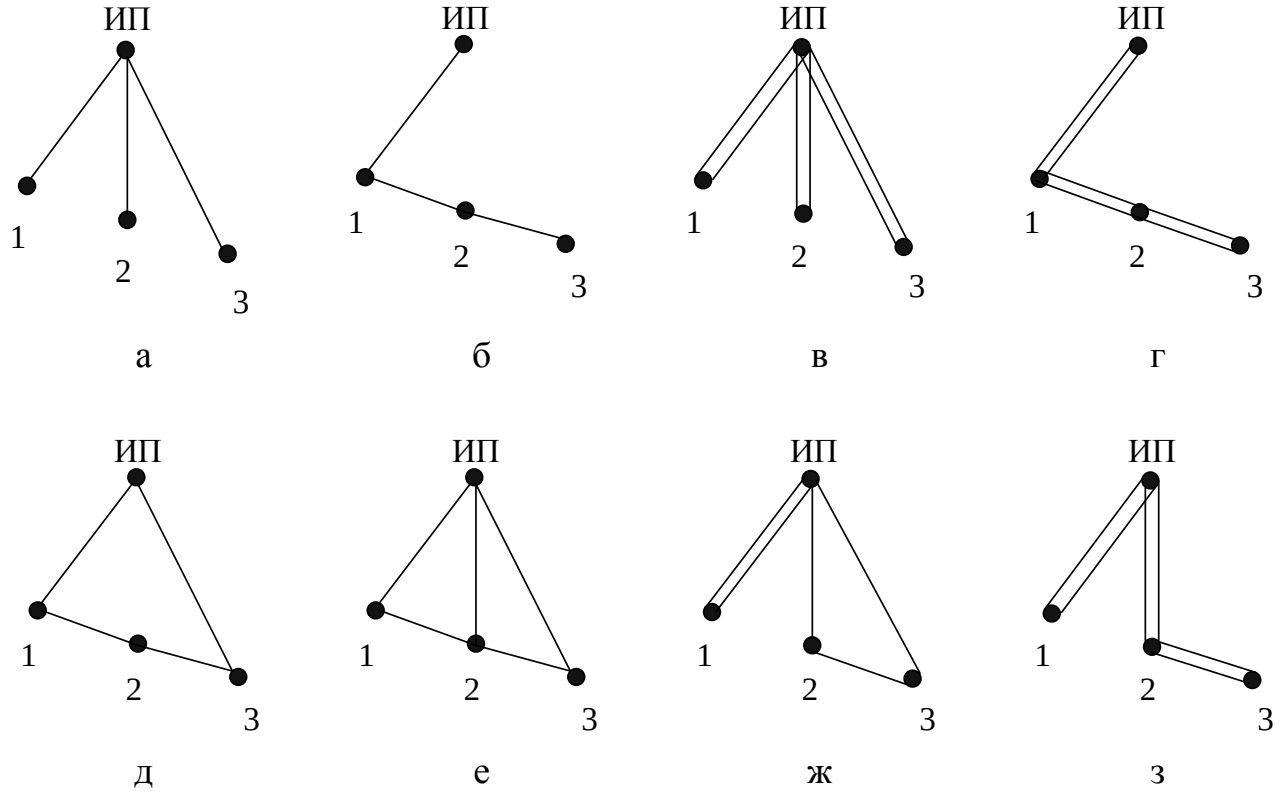


Рисунок 3.1 – Варианты схем районных сетей

В разомкнутой сети питание к каждому узлу подается с одной стороны. В просто замкнутой сети − с двух сторон. В сложно замкнутой сети есть узлы, питание к которым может подаваться не менее чем с трех сторон. Главной особенностью сложно замкнутой электрической сети в наличие замкнутых контуров с общими ветвями.

Радиальная схема – схема, в которой линия электропередачи соединяет подстанцию верхнего уровня с подстанцией нижнего уровня без промежуточных отборов мощности.

Радиальные схемы просты, в большинстве случаев позволяют использовать упрощенные схемы первичной коммутации подстанции нижнего уровня. Аварийное отключение радиальной линии не отражается на потребителях электроэнергии, подключенных к другим линиям. К недостаткам радиальных схем можно отнести большую протяженность линий по сравнению с магистральными схемами.

Радиальные схемы следует применять: при сосредоточенных нагрузках; для питания мощных электроприемников с нелинейными, резко переменными, ударными нагрузками, отрицательно влияющими на качество электрической энергии; при повышенных требованиях к надежности электроснабжения.

При магистральной схеме от подстанции верхнего уровня по одной линии электропередачи (магистрали) питаются несколько подстанций нижнего уровня. Преимуществами магистральных схем являются лучшая загрузка магистральных линий по току, уменьшение длины линий. К недостаткам можно отнести усложнение схем первичной коммутации подстанций нижнего уровня, более сложные схемы релейной защиты.

Магистральные схемы распределения электроэнергии следует применять при распределенных нагрузках и при таком взаимном расположении подстанций на территории проектируемого объекта, когда магистрали могут быть проложены без значительных обратных направлений.

Варианты схем сетей радиально-магистрального типа, как правило, имеют:

– наименьшую длину трасс линий;

– небольшие величины потерь напряжения, мощности и электроэнергии;

– большими резервами по пропускной способности линий при перспективном росте нагрузок в заданных пунктах;

– наибольшей суммарной длиной линий в одноцепном исчислении, которые по условиям надежности для потребителей 1 и 2 категории выполняются двухцепными.

Кольцевые схемы обладают:

– повышенной длиной трасс линий;

– повышенными потерями мощности и электроэнергии и большими потерями напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков «ИП-1» или «ИП-3» – на рисунке 3.1 д);

– несложными схемами транзитных подстанций;

– пониженной суммарной длиной линий в одноцепном исчислении;

– хорошими возможностями присоединения новых подстанций, располагающихся на территории района.

Промежуточными («компромиссными») техническими и технико-экономическими характеристиками могут обладать сложно замкнутые сети, образуемые сооружением диагональных линий в составе кольцевых сетей (рисунок 3.1, е). В некоторых случаях такое выполнение схемы сети может оказаться рациональным (например, при преобладающей нагрузке п/ст 2).

При разработке вариантов схем сетей следует руководствоваться следующими положениями:

– схема сети должна обеспечивать требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей;

– передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;

– схема сети должна быть по возможности (обоснованно) простой;

– следует стремиться к минимизации количества трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов и, соответственно, капиталовложения на сооружение сети, а также – потери мощности и электроэнергии;

– следует избегать строительства малозагруженных линий, используемых только во время отключения элементов сети;

– не рекомендуется сооружать кольцевые сети, обеспечивающие электроснабжение 4-5 подстанций, из-за недопустимо больших потерь напряжения в послеаварийных режимах;

– передача электроэнергии потребителям должна осуществляться в направлении общего потока мощности от ИП к потребителям района, следует избегать обратных потоков мощности, так как это приводит к увеличению капитальных затрат и потерь электроэнергии в сети.

На основе изложенных выше принципов и рекомендаций формируется некоторое количество дополняющих друг друга и конкурирующих между собой по конфигурации вариантов схем электрической сети проектируемого района. Количество сформированных, логически обоснованных вариантов схем сети должно находиться в пределах 9-10. При этом следует рассматривать конкурирующие схемы выполнения сети как радиально-магистральные и кольцевые, так и смешанные конфигурации.

3.2 Выбор схем электрических соединений подстанций проектируемой сети

Для составленных вариантов схем сети необходимо наметить типы и схемы электрических соединений подключаемых подстанций (ПС). Схема электрических соединений ПС в большой степени зависит от способа присоединения ПС к питающей электрической сети. Способы присоединений показаны на рисунке 3.2, где все ПС условно показаны только шинами высшего напряжения.

Под источником питания (ИП) электрической сети будем понимать шины соответствующего напряжения подстанции более высокой ступени напряжения.

Так, например, шины 110 кВ подстанции 220/110/35 кВ являются ИП для электрической сети 110 кВ.

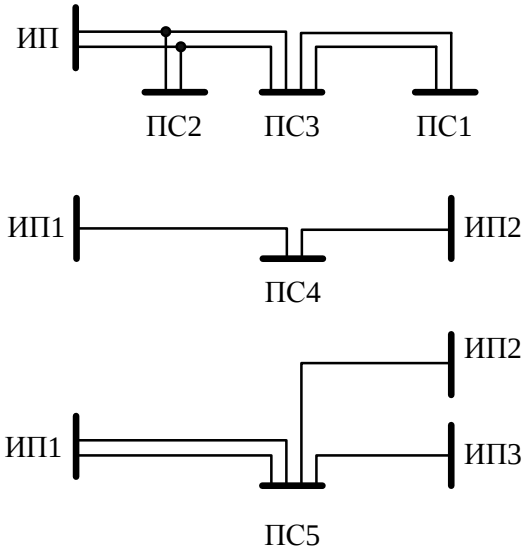


Рисунок 3.2 – Способы присоединения ПС к питающей электрической сети

Тупиковая подстанция (ПС1 на рисунке 3.2) получает питание с одной стороны по одной или двум параллельным линиям. Мощность, текущая от ИП к тупиковой ПС, поступает только к потребителям этой ПС и не передается дальше.

Ответвительная подстанция (ПС2 на рисунке 3.2) присоединяется глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к одной или двум проходящим линиям. Такое присоединение ПС не требует больших затрат, однако эксплуатация линий с отпайками не удобна, поскольку при ремонте, например, одной линии участка ПС2-ПС3 необходимо отключать всю линию ИП-ПС3. При этом потребители ПС2 и ПС3 будут получать питание по другой, но одной оставшейся в работе линии ИП-ПС3.

Проходная (транзитная) подстанция (ПС3 и ПС4 на рисунке 3.2) включается в рассечку двух линий с односторонним питанием или в рассечку одной линии с двухсторонним питанием. Такие ПС более дорогие, чем ответвительные, так как требуют большего количества коммутационных аппаратов на высшем напряжении, чем ответвительные ПС. Однако эксплуатация линий с такими ПС более удобна, поскольку при ремонте, например, одной линии участка ПС3-ПС1 необходимо отключать только эту линию.

Узловая подстанция (ПС5 на рисунке 3.2) присоединяется к источникам

питания не менее чем тремя линиями. Для таких ПС требуются более сложные схемы электрических соединений на высшем напряжении, чем у тупиковых, ответвительных и проходных ПС.

Схемы электрических соединений подстанций тесно увязываются с их назначением и способом присоединения к энергосистеме. При составлении схемы ПС руководствуются следующими соображениями. Для потребителей 1 и 2 категории на подстанции устанавливаются по два понижающих трансформатора с распределительными устройствами на высокой стороне.

Все схемы электрических соединений подстанций можно разделить на следующие виды: схемы без сборных шин (блочные и упрощенные схемы); схемы многоугольников; схемы с одной системой сборных шин (без обходной или с обходной системой шин); с двумя системами сборных шин (без обходной или с обходной системой шин).

Типовые схемы распределительных устройств (РУ) 35-750 кВ, которые следует применять при проектировании новых, расширении действующих и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции ПС приведены на рисунке П 3.1, области их применения – в таблице П 3.1 в соответствии с [5].

Схемы электрических соединений ПС выбирается по критериям обеспечения требования надежности и минимума приведенных затрат.

В период бурного строительства электрических сетей (1960–1985 гг.), в целях удешевления, широко применялись схемы РУ ВН на ПС 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями, а также ответвительные подстанции, присоединяемые глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к одной или двум проходящим линиям. В то же время данные схемы соединений обладали определенными конструктивными дефектами и эксплуатационными недостатками.

Поэтому в настоящее время использование схем РУ ВН с отделителями и короткозамыкателями на вновь сооружаемых ПС, а также строительство ответвительных подстанции прекращено.

Разработаны мероприятия по техническому перевооружению и

реконструкции электросетей для обеспечения надежного снабжения потребителей электроэнергией высокого качества, где предусмотрены:

– замена отделителей и короткозамыкателей выключателями;

– реконструкция схем присоединения ответвительных ПС, выполнением заходов линий на ПС;

– кольцевание сети всех напряжений с целью обеспечения потребителей двухсторонним питанием, и д.р. [6].

Поскольку неизвестна требуемая надежность работы элементов нормальных, послеаварийных и ремонтных схем (не задана в условии), то при выполнении курсового проекта рекомендуется использовать следующие типы схем РУ ВН 35-220 кВ:

– для тупиковых двухтрансформаторных подстанций при присоединении двух цепей линий – «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (схема 4Н);

– для подстанций кольцевых сетей – «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (схема 5Н);

– для проходных двухтрансформаторных подстанций при присоединении двух цепей линий – «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (схема 9);

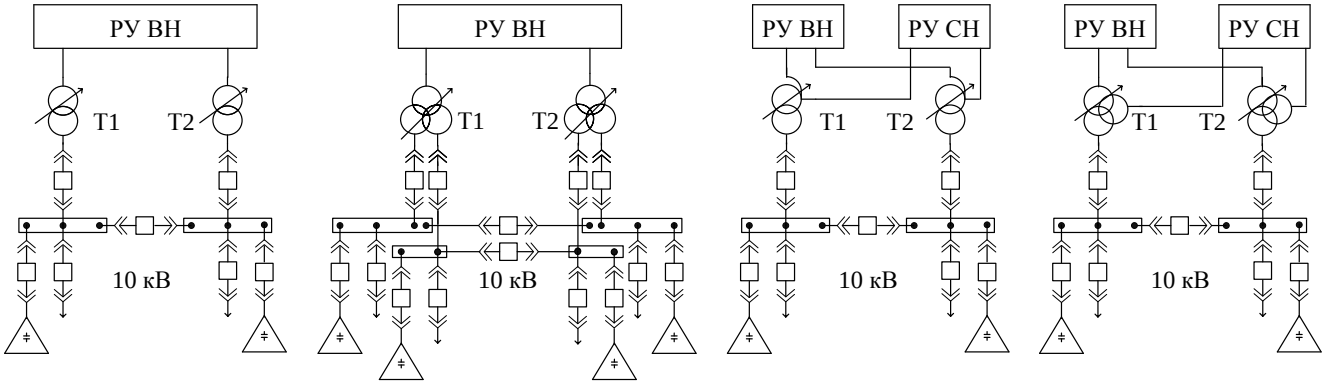
– для узловых двухтрансформаторных подстанций при числе присоединений более четырех (2 трансформатора и более 2 цепей линий) – «две рабочие системы шин» (схема 13).

Примеры схем РУ НН подстанций, выполненные на базе комплектных шкафов КРУ, приведены на рисунке 3.3.

Схема с одной секционированной системой шин применяется на подстанциях с двухобмоточными трансформаторами без расщепления обмотки низшего напряжения (рисунок 3.3, а), с автотрансформаторами (рисунок 3.3, в) и трехобмоточными трансформаторами (рисунок 3.3, г). Схема с двумя секционированными системами шин (рисунок 3.3, б) применяется при расщепленных обмотках трансформаторов.

Секционные выключатели шин низшего напряжения, как правило, разомкнуты в нормальных режимах работы (для уменьшения токов короткого замыкания в сети низшего напряжения) и автоматически включаются при аварийном (или плановом) отключении одного из трансформаторов.

На низшем напряжении могут устанавливаться реакторы и другое оборудование для регулирования напряжения, ограничения токов КЗ.



а) б) в) г)

Рисунок 3.3 – Схема РУ НН подстанций

3.3 Приближенная технико-экономическая оценка вариантов схем сети

При выборе из числа возможных вариантов наиболее целесообразной конфигурации сети необходимо учитывать число ступеней трансформации, суммарную установленную трансформаторную мощность, суммарную протяженность трассы сети и протяженность воздушных линий сети (в одноцепном исчислении), схемы электрических соединений понижающих подстанций сети.

Однако полный и строгий технико-экономический анализ всех составленных вариантов схемы и номинального напряжения сети – чрезмерно трудоемок. Поэтому может быть рекомендован двухэтапный анализ технико-экономической рациональности рассматриваемых вариантов.

На первом этапе варианты с одинаковым номинальным напряжением сопоставляются по натуральным количественным показателям, отражающим капиталовложения, а следовательно и эксплуатационные расходы по сети. Такими показателями являются: а) протяженность трасс линий; б) протяженность линий в

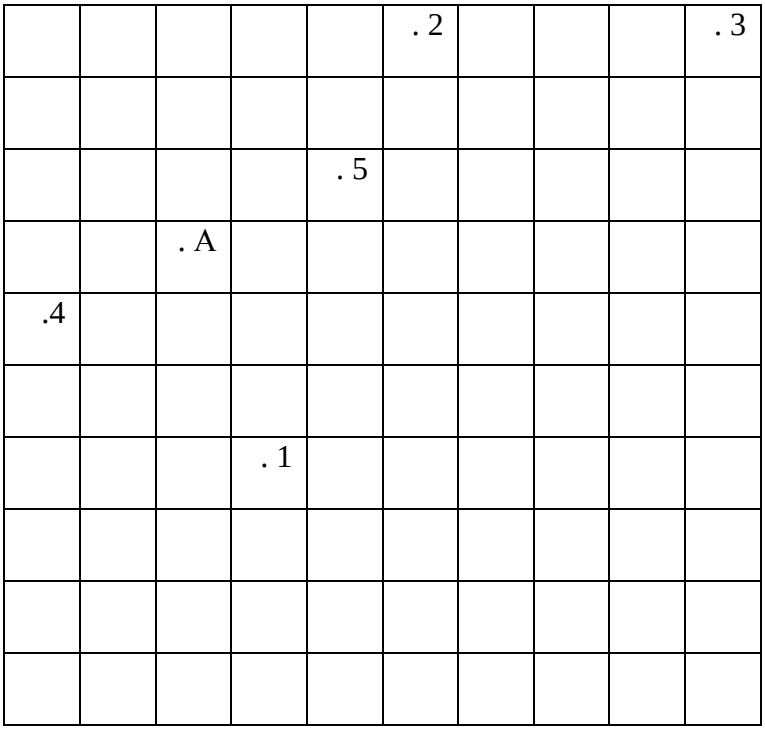
одноцепном исчислении; в) суммарное количество ячеек выключателей разных классов напряжения на подстанциях сети.

Если варианты близки по натуральным количественным показателям, могут также учитываться: а) наибольшие потери напряжения в сети (%); б) сопоставление вариантов по принципу передачи электроэнергии «вперед» от источника питания к потребителям сравнительно с перетоками мощности по линиям «поперек» указанного направления.

В результате такого количественно-качественного анализа обычно могут быть выбраны три варианта, обладающих преимущественными показателями. Данные варианты подлежат последующему уточненному сравнению на основе расчетов дисконтированных затрат.

3.4 Пример составления вариантов схемы сети

Выбрать три оптимальных вариантов схемы сети для электроснабжения промышленного района с пятью потребителями. Источник питания – шины 220/110/35 кВ подстанции «А» энергосистемы. Географическое расположение источника и потребителей представлено на рисунке 3.4. Предполагается, что все пункты имеют потребителей 1, 2 и 3 категории.



Масштаб 1:10

Рисунок 3.4 – Расположение потребителей и источника питания

Все варианты имеют одинаковое количество трансформаторов на каждой из подстанций. Схемы могут различаться длиной и числом цепей ВЛ, а так же количеством выключателей. При расчёте условно принято, что на каждом ответвлении от источника «А» установлено по одной ячейке с выключателями.

Варианты схем сравниваются по суммарной стоимости ЛЭП и ячеек выключателей. Расчёт выполняется в относительных единицах стоимости (о.е.с.).

За основание к вычислению о.е.с. принимается стоимость сооружения одноцепной ЛЭП ($C_{1цеп}$), которую считаем равной 1 о.е.с.. Стоимость двухцепной ($C_{2цеп}$) и стоимость ячейки с выключателями ($C_{вык}$) вычисляем согласно выражениям: 110 кВ 220 кВ

$$k_{цеп} = \frac{C_{2цеп}}{C_{1цеп}} = \frac{1495}{987} = 1,5 \qquad 1,6, \text{ (о.е.с.)}$$

$$k_{вык} = \frac{C_{вык}}{C_{1цеп}} = \frac{6580}{987} = 6,7 \qquad 8,5, \text{ (о.е.с.)}$$

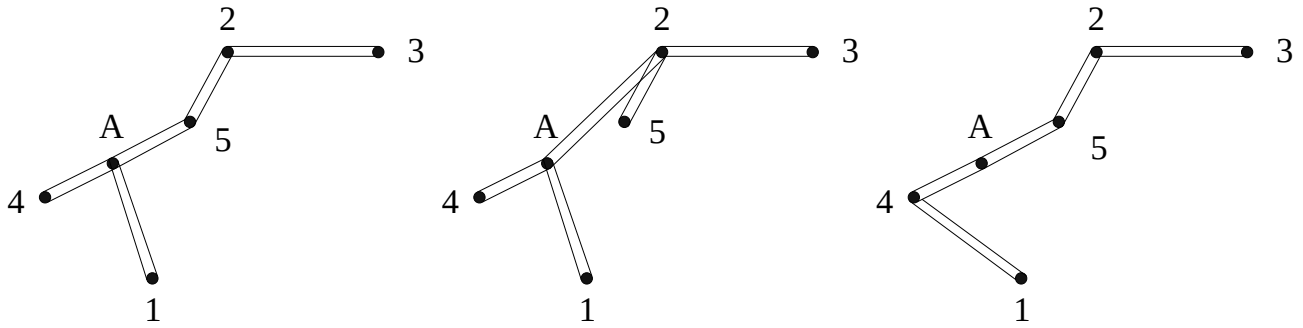
где $k_{цеп}$ – коэффициент приведения стоимости двухцепных линий к одноцепным; $k_{вык}$ – коэффициент приведения стоимости ячейки выключателя к одноцепной линии; стоимости $C_{1цеп}$, $C_{2цеп}$, $C_{вык}$ определены согласно укрупненным показателям стоимости [7, 8].

На рисунке 3.5 представлены варианты схем проектируемой электрической сети. Варианты 1-3 представляют собой радиально-магистральные сети, характеризующиеся тем, что все ЛЭП прокладываются по кратчайшим трассам, все линии двухцепные. Варианты 4-6 представляют собой кольцевые сети. Варианты 7-9 представляют собой смешанные сети, состоящие из кольца и радиальных или радиально-магистральных участков.

Найдем длины линий в масштабе 1 см = 10км и представим их в таблице 3.1.

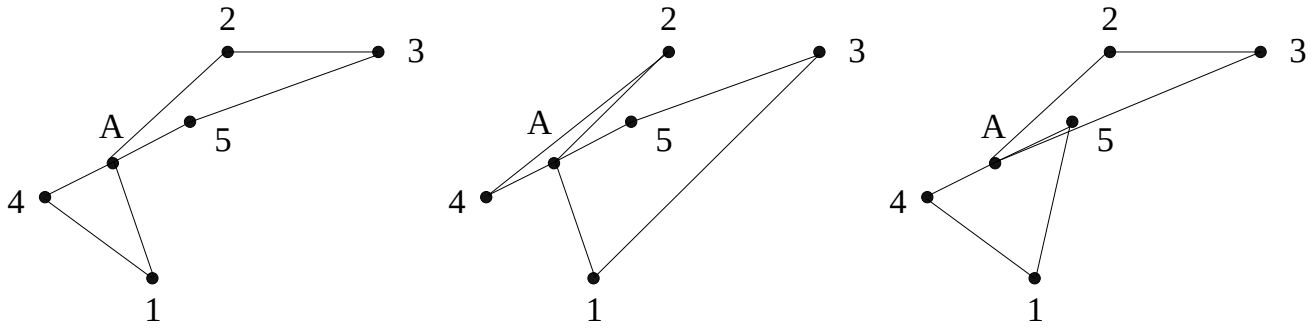
Определим схемы соединения РУ ВН всех подстанций и подсчитаем общее количество выключателей для каждой схемы (таблица 3.2).

Радиально-магистральные схемы



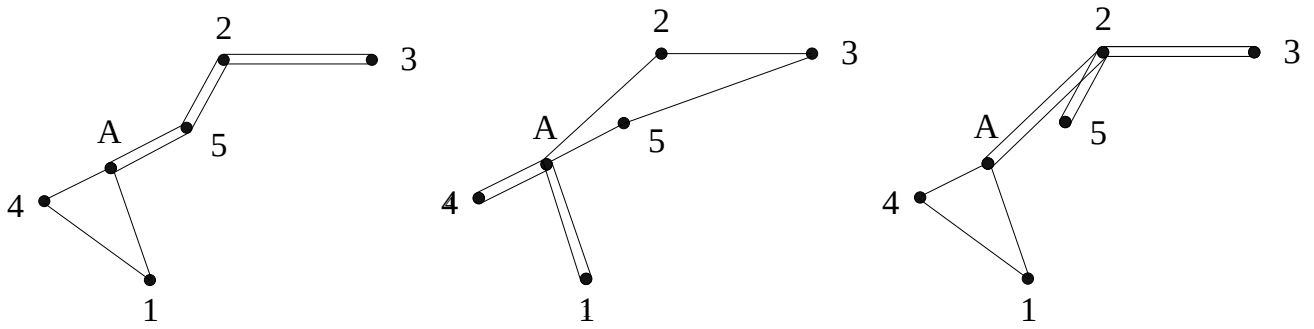
Вариант 1 Вариант 2 Вариант 3

Кольцевые схемы



Вариант 4 Вариант 5 Вариант 6

Смешанные схемы



Вариант 7 Вариант 8 Вариант 9

Рисунок 3.5 – Варианты схем электрической сети

Таблица 3.1 – Длины линий проектируемой сети

Линия	Длина, см	Масштаб	Трасса линии, км
А1	3	10	30
А2	4,2	10	42
А3	7,7	10	77
А4	2	10	20
А5	2,3	10	23
12	6	10	60
13	8,3	10	83
14	3,4	10	34
15	4	10	40
23	4	10	40
24	6,2	10	62
25	2,2	10	22
34	9,7	10	97
35	5,4	10	54
45	4,4	10	44

Таблица 3.2 – Схемы соединения РУ ВН подстанций

№ схемы	**Вид**	**ПС 1**	**ПС 2**	**ПС 3**	**ПС 4**	**ПС 5**	**ПС А**	**Всего выкл**
1	Тип п/ст	тупиковая	прох.рад.	тупиковая	тупиковая	прох.рад.		26
	№ типовой схемы	4Н	9	4Н	4Н	9		
	Кол-во выкл	2	7	2	2	7	6	
2	Тип п/ст	тупиковая	узловая	тупиковая	тупиковая	тупиковая		23
	№ типовой схемы	4Н	13	4Н	4Н	4Н		
	Кол-во выкл	2	9	2	2	2	6	
3	Тип п/ст	тупиковая	прох.рад.	тупиковая	прох.рад.	прох.рад.		29
	№ типовой схемы	4Н	9	4Н	9	9		
	Кол-во выкл	2	7	2	7	7	4	
4	Тип п/ст	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.		19
	№ типовой схемы	5Н	5Н	5Н	5Н	5Н		
	Кол-во выкл	3	3	3	3	3	4	

Продолжение таблицы 3.2 – Схемы соединения РУ ВН подстанций

№ схемы	Вид	ПС 1	ПС 2	ПС 3	ПС 4	ПС 5	ПС А	Всего выкл
5	Тип п/ст	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.		19
	№ типовой схемы	5Н	5Н	5Н	5Н	5Н		
	Кол-во выкл	3	3	3	3	3	4	
6	Тип п/ст	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.		19
	№ типовой схемы	5Н	5Н	5Н	5Н	5Н		
	Кол-во выкл	3	3	3	3	3	4	
7	Тип п/ст	прох.кол.	прох.рад.	тупиковая	прох.кол.	прох.рад.		26
	№ типовой схемы	5Н	9	4Н	5Н	9		
	Кол-во выкл	3	7	2	3	7	4	
8	Тип п/ст	тупиковая	прох.кол.	прох.кол.	тупиковая	прох.кол.		19
	№ типовой схемы	4Н	5Н	5Н	4Н	5Н		
	Кол-во выкл	2	3	3	2	3	6	
9	Тип п/ст	прох.кол.	узловая	тупиковая	прох.кол.	тупиковая		23
	№ типовой схемы	5Н	13	4Н	5Н	4Н		
	Кол-во выкл	3	9	2	3	2	4	

Сравнение вариантов, выполненное в относительных единицах стоимости, представлено в таблице 3.3.

Для дальнейших расчетов выбираем варианты 1, 4, 8.

Таблица 3.3 – Предварительное сравнение вариантов

№ вар.	Одноцепные ВЛ		Двухцепные ВЛ		Выключатели		Общая стоимость о.е.с.
	Длина км	Стоимость о.е.с.	Длина км	Стоимость о.е.с.	Кол - во шт	Стоимость о.е.с.	
1	0	0	135,00	202,5	26	174,2	376,7
2	0	0	154,00	231,0	23	154,1	385,1
3	0	0	139,00	208,5	29	194,3	402,8
4	243,00	243,0	0	0	19	127,3	370,3
5	314,00	314,0	0	0	19	127,3	441,3
6	276,00	276,0	0	0	19	127,3	403,3
7	84,00	84,0	85	127,5	26	174,2	385,7
8	159,00	159,0	50	75,0	19	127,3	361,3
9	84,00	84,0	104	156,0	23	154,1	394,1

4 Предварительный расчет отобранных вариантов

В предварительном расчете делается приближенный (без учета потерь мощности) расчет потокораспределения, выбираются номинальное напряжение, оценивается баланс реактивной мощности проектируемой сети, выбираются сечения линий, выбранные сечения проверяются по техническим ограничениям в нормальном и наиболее тяжелом послеаварийном режиме. Определяются также общие потери мощности и наибольшая потеря напряжения. Если отобранные варианты имеют разные номинальные напряжения, то выбираются также и трансформаторы на подстанциях потребителей.

Предварительный расчет нужен для того, чтобы с минимальными трудозатратами получить необходимые данные для технико-экономического сравнения отобранных вариантов и выбора из них лучшего.

4.1 Расчет потокораспределения

Предварительный расчет потокораспределения производится для режима наибольших нагрузок и всегда должен начинаться с составления расчетной схемы (см. рисунки 4.2-4.4). На расчетную схему наносят нагрузки и указывают длину участков. Порядок расчета зависит от типа линий, образующих сеть.

Расчет потокораспределения радиально-магистральной линии делают на основании первого закона Кирхгофа, двигаясь от наиболее удаленных потребителей к источнику. Так как расчет приближенный, то потерями мощности пренебрегают.

Кольцевую линию вначале условно «разрезают» по источнику и разворачивают, превращая кольцевую линию в линию с двухсторонним питанием. Далее определяют поток мощности на одном из головных участков (условно считая, что вся линия однородна), по формуле:

$$\underline{S}_{гол} = \frac{\sum\left(\underline{S}_i \cdot l_i\right)}{L_\Sigma}, \tag{4.1}$$

где $\underline{S}_{гол} = P_{гол} + jQ_{гол}$ – поток мощности на головном участке; $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$ – i-тая нагрузка; L_Σ – общая длина кольцевой линии; l_i – расстояние от места

подключения *i*-той нагрузки до источника, противоположного рассматриваемому головному участку.

Определив поток мощности на головном участке, далее по первому закону Кирхгофа определяют потоки на остальных участках, двигаясь к противоположному источнику. Потерями также пренебрегают. В конце расчета рекомендуется сделать проверку. Для этого нужно по формуле (4.1) определить поток мощности на противоположном головном участке и сравнить его с потоком мощности, полученным по первому закону Кирхгофа.

Если от кольцевой линии, где делается расчет потокораспределения, отходит радиальная или магистральная линия, то все нагрузки этой линии считаются находящимися в точке подключения линии.

Если кольцевая линия получает питание по радиальной, то «разрез» делают в точке подключения кольцевой линии к радиальной.

В случае сложно-замкнутой сети ее предварительно преобразуют в простую замкнутую сеть или проводят расчет потокораспределения методом узловых потенциалов, используя вычислительную технику.

Если в сеть входят источники ограниченной мощности, работающие в базовом режиме (например, местная ТЭЦ), то они при расчете потокораспределения учитываются, как отрицательные нагрузки.

4.2 Выбор номинального напряжения

Номинальные напряжения электрических сетей в Российской Федерации установлены ГОСТ 21128-83. В России для питающих линий используются напряжения 35, 110 (150), 220 кВ. При этом напряжение 150 кВ используется для вновь сооружаемых линий только в том случае, если в данной энергосистеме уже имеются линии с таким напряжением. Намечается тенденция к поэтапному выводу из эксплуатации и ограничению развития электрических сетей напряжением 35 кВ в связи с ограниченной пропускной способностью линий данного класса напряжения и замене их сетями напряжением 110 кВ [6]. Сети 35 кВ применяются только для электроснабжения сельскохозяйственных

потребителей и небольших (до 5…10 МВт) промышленных предприятий.

При выборе напряжения, прежде всего, следует исходить из технической приемлемости данного номинального напряжения. Под технической приемлемостью понимается возможность в любых режимах, как нормальных, так и послеаварийных, обеспечить в наиболее удаленных точках сети требуемый уровень напряжения (с учетом диапазона регулирования устройств РПН трансформаторов на подстанциях потребителей). А также возможность в послеаварийном режиме длительно и без недопустимого перегрева пропускать по сети токи, необходимые для нормального функционирования потребителей. Чем выше напряжение, тем легче выполнить эти требования, так как при большем напряжении и токи меньше, и потеря напряжения ниже. Но линии электропередачи и особенно подстанции при более высоком напряжении становятся значительно дороже. Поэтому при выборе того или иного номинального напряжения следует учитывать его экономическую целесообразность.

Экономически целесообразное номинальное напряжение участка сети зависит от многих параметров, среди которых основные – передаваемая активная мощность по одной цепи линии и длина электропередачи $U_{ном} = f(L, P)$.

В технической литературе представлено несколько эмпирических формул. Здесь отметим лишь две.

1. Формула Стилла:

$$U_{ном} = 4{,}34\sqrt{L + 16\,P}\,, \tag{4.2}$$

применяется при $L \le 250$ км и $P \le 60$ МВт.

2. Формула Илларионова:

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\dfrac{500}{L} + \dfrac{2500}{P}}}\,. \tag{4.3}$$

Формула Илларионова не имеет ограничений ни по расстоянию, ни по передаваемой мощности.

В формулах (4.2) и (4.3) при подстановке расстояния в км, а мощности,

передаваемой в нормальном режиме по одной цепи линии, в МВт обе формулы дают результат в кВ.

Однозначно выбрать напряжение по эмпирическим формулам можно только в том случае, если полученное значение близко к одному из стандартных. Если же полученное по формуле значение находится в середине между стандартными, то следует рассмотреть оба варианта и, если оба технически приемлемы, то выбрать лучший, произведя их технико-экономическое сравнение.

Кроме того можно также выбрать номинальное напряжение, ориентируясь по:

1) графикам (номограммам), называемые «области применения электрических сетей разных номинальных напряжений», имеются в справочной литературе, например в [9];

2) таблицам «пропускной способности и дальности линий электропередачи», составленным на основе практики проектирования, строительства и эксплуатации ЛЭП. Таблицы опубликованы в литературе, например в [10].

Недостаток этих способов определения номинального напряжения состоит в том, что они опираются на прошлый опыт электроэнергетики, причем за достаточно большой период, и не учитывают новых тенденций (изменение цен, новое оборудование, новые технические решения и др.).

Варианты проектируемой электрической сети или отдельные ее участки могут иметь разные номинальные напряжения. Участки кольцевой сети необходимо выполнять на одно номинальное напряжение, выбираемое по наиболее загруженным головным участкам. Нецелесообразно введение нового номинального напряжения для питания одной или двух подстанций.

При составлении вариантов схем сети следует стремиться к минимально возможному количеству подстанций, соединяющих участки разных номинальных напряжений, в связи с тем, что подстанции с автотрансформаторами или трехобмоточными трансформаторами очень дорогостоящие.

4.3 Оценка баланса реактивной мощности в проектируемой сети

Решить вопрос о необходимости установки компенсирующих устройств в проектируемой сети сверх установленных по условию (2.6) следует до выполнения расчетов параметров элементов сети, так как компенсация реактивной мощности влияет на передаваемые по элементам сети мощности и может влиять на их выбираемые параметры, а также влияет на потери мощности и напряжения в элементах сети.

Таким образом, мощность компенсирующих устройств и их размещение влияют на оценку технических и технико-экономических показателей вариантов схемы сети и, следовательно, на выбор рационального варианта схемы проектируемой сети.

Потребление реактивной мощности в проектируемой сети в период наибольших нагрузок складывается (аналогично потреблению активной мощности) из расчетных реактивных нагрузок в пунктах потребления электроэнергии (с учетом установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности) и потерь реактивной мощности в элементах электрической сети (линиях и понижающих трансформаторах) с учетом зарядных мощностей линий. При определении одновременно потребляемой реактивной мощности следует также учитывать несовпадение по времени суток наибольших нагрузок отдельных потребителей. При четырех и более пунктах потребления среднестатистическое значение коэффициента одновременности реактивных нагрузок на шинах 220 кВ источника питания составляет 0,98.

Таким образом, наибольшая суммарная реактивная мощность, потребляемая в проектируемом районе электрической сети, составляет:

$$Q_{района} = k_{0(Q)} \sum_{i=1}^{n} Q_{pi} + \Delta Q_{T\Sigma} + \sum_{i=1}^{m} \left(\Delta Q_{лi} - Q_{ci} \right) , \qquad (4.4)$$

где $k_{0(Q)}$ – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок подстанций ($k_{0(Q)}$=0,98); Q_{pi} – наибольшая расчетная реактивная нагрузка *i*-го пункта (с учетом установленных конденсаторных батарей по условию (2.6)); *n* –

число пунктов потребления электроэнергии проектируемой электрической сети; $\Delta Q_{T\Sigma}$ – суммарные потери в трансформаторах подстанций проектируемой сети; $\Delta Q_{лi}$ – потери реактивной мощности в *i*-й линии электропередачи проектируемой сети; Q_{ci} – зарядная мощность *i*-й линии электропередачи проектируемой сети; *m* – число линий электропередачи в сети.

В электрических сетях номинальным напряжением до 220 кВ основным типом подстанций являются подстанции с двухобмоточными трансформаторами, для которых при двух параллельно включенных трансформаторах и коэффициенте аварийной перегрузки 1,4 потери реактивной мощности приближенно оцениваются в размере 8 % от полной нагрузки подстанции $S_{нб}$ [11]. Потери реактивной мощности в автотрансформаторах зависят от класса напряжения, соотношения нагрузок на шинах среднего и низшего напряжения и коэффициентов загрузки его обмоток. Вместе с тем для автотрансформаторов 220/110 кВ можно использовать ту же оценку, что и для подстанций с двухобмоточными трансформаторами.

Мощность нагрузки *i*-й подстанции на пути от источника питаний может проходить через несколько трансформаций. Если считать, что на каждой из них теряется 8 % от полной мощности этой нагрузки, то можно оценить суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах подстанций сети следующим образом:

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 0,08\sum_{i=1}^{n} m_{Ti} S_{pi}\,, \tag{4.5}$$

где m_{Ti} – число трансформаций нагрузки *i*-й подстанции (S_{pi}) на пути от источника питания до ее шин низшего напряжения.

Вторая составляющая потерь реактивной мощности – потери в линиях электропередачи – существенно зависит от передаваемой по линии мощности и длины линии; зарядная мощность линий – от длины линии. Обе эти величины зависят от напряжения электропередачи, причем потери мощности обратно пропорциональны, а зарядная мощность прямо пропорциональна квадрату напряжения линии электропередачи. Вследствие этого, соотношение потерь и

генерации реактивной мощности в линиях существенно различается для линий разных номинальных напряжений. При этом сечение проводов линий практически не оказывает влияния на это соотношение.

Конфигурация схемы сети и номинальные напряжения участков сети значительно влияют на составляющие баланса реактивной мощности, поэтому баланс реактивной мощности необходимо оценивать для каждого варианта схемы сети, в отличие от оценки потребления активной мощности в проектируемой сети, где эти факторы не оказывают заметного влияния.

Для оценки потерь реактивной мощности в воздушных линиях удельное реактивное сопротивление линий x_0 напряжением 220 и 110 кВ может быть принято равным 0,42 Ом/км, а удельная генерация реактивной мощности линий q_{c0} напряжением 220 кВ – 0,14 Мвар/км, напряжением 110 кВ – 0,036 Мвар/км. При этом следует учитывать количество цепей линий.

Для линии длиной L с числом цепей $n_ц$ при передаче по ней полной мощности $S_л$ при номинальном напряжении $U_{ном}$ потери реактивной мощности примерно составляют

$$\Delta Q_л = \frac{S_л^2}{U_{ном}^2} \frac{x_0 L}{n_ц}. \tag{4.6}$$

В свою очередь зарядная мощность такой линии

$$Q_c = n_ц q_{c0} L. \tag{4.7}$$

Для определения потерь реактивной мощности в линиях по выражению (2.4) необходимо определить распределение мощностей в линиях сети. На первоначальной стадии проектирования параметры проектируемой электрической сети неизвестны.

Однако для определения потерь реактивной мощности в линиях по выражению (4.6) необходимо определить распределение реактивных мощностей в линиях сети. С другой стороны, соотношение между потерями и генерацией реактивной мощности в линиях зависит от отношения передаваемой активной мощности по одной цепи линии к натуральной мощности линии $P_{нат}$, косвенно

характеризующей пропускную способность линий (рисунок 4.1) [1].

Значение разности между зарядной мощностью и потерями реактивной мощности, отнесенное к зарядной мощности, определяется следующим выражением:

$$\underset{*}{Q_л} = \frac{Q_c - \Delta Q_л}{Q_c} \approx 1 - \underset{*}{P_л^2} = 1 - \left(\frac{P_л}{P_{нат} n_ц} \right)^2 . \qquad (4.8)$$

откуда при известном значении передаваемой по линии активной мощности $P_л$ (определенном в п.2) и зарядной мощности линии потери реактивной мощности в линии находятся по выражению

$$\Delta Q_л = \left(1 - \Delta \underset{*}{Q_л} \right) Q_c = \left(\frac{P_л}{P_{нат} n_ц} \right)^2 Q_c . \qquad (4.9)$$

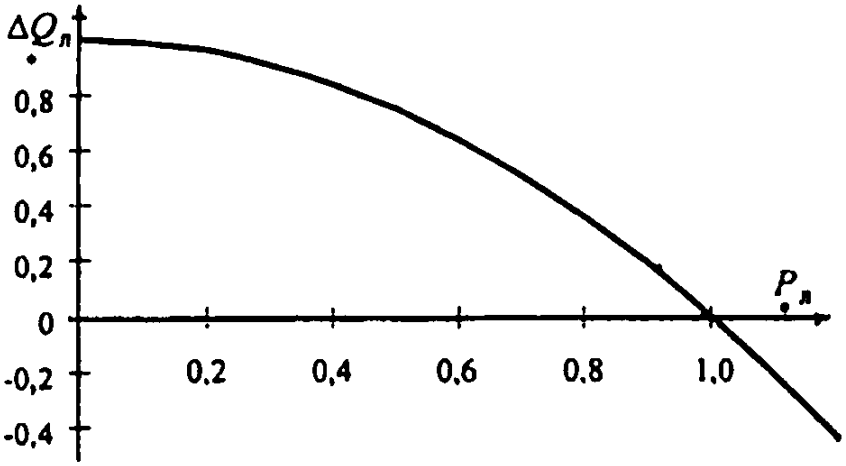


Рисунок 4.1 – Приближенное соотношение между избытком (дефицитом) реактивной мощности в линии и передаваемой по ней активной мощностью

В качестве средних значений натуральной мощности для линий 110 кВ может быть принято 30 МВт, линий 220 кВ - 130 МВт.

Анализ значений разности между зарядной мощностью и потерями реактивной мощности в линиях 110 кВ показывает, что на этой стадии расчета в линиях 110 кВ допускается принимать равными величины потерь и генерации реактивной мощности при условии передачи по линиям активной мощности, существенно не превышающей значения натуральной мощности.

Полученное по (4.4) значение суммарной потребляемой реактивной

мощности в проектируемом районе электрической сети $Q_{района}$ сопоставляется со значением реактивной мощности, которую экономически целесообразно передать с шин источника питания в проектируемую электрическую сеть $Q_{ист}$ определяемым по суммарному потреблению активной мощности в проектируемой электрической сети и коэффициенту реактивной мощности источника питания, указанному в задании на проект:

$$Q_{ист} = P_{района} \cdot tg\varphi_{ист}. \qquad (4.10)$$

Если $Q_{района} \le Q_{ист}$ то необходимость в установке компенсирующих устройств в узлах проектируемой сети (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (2.5)) отсутствует, так как системные источники реактивной мощности полностью покрывают всю потребность в ней.

Если $Q_{района} > Q_{ист}$ то в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (2.5)), суммарная мощность которых определяется из условия выполнения баланса реактивной мощности:

$$Q_{ку\Sigma} = Q_{района} - Q_{ист}. \qquad (4.11)$$

Как было отмечено в п.2, основным типом компенсирующих устройств, условно устанавливаемых на шинах 6 (10) кВ понижающих подстанций, являются конденсаторные батареи.

Конденсаторные батареи суммарной мощностью $Q_{ку\Sigma}$ необходимо распределить между подстанциями проектируемой сети. С учетом дискретности суммарная мощность устанавливаемых батарей конденсаторов должна быть не менее чем $Q_{ку\Sigma}$.

Основным критерием расстановки батарей конденсаторов из условия выполнения баланса реактивной мощности является минимум потерь активной мощности в сети. Решение этой оптимизационной задачи для сложной

распределительной электрической сети может быть получено только с помощью методов оптимизации режимов и расчета на ПЭВМ. В то же время для достаточно простых схем, рассматриваемых в данном курсовом проекте, можно дать некоторые рекомендации по решению данной задачи без применения ПЭВМ:

1. В электрических сетях двух и более номинальных напряжений (например, 220/110 кВ) следует в первую очередь устанавливать компенсирующие устройства на шинах 10 кВ подстанций сети более низкого номинального напряжения (например, 110 кВ).

2. В сети одного номинального напряжения необходимо в первую очередь компенсировать реактивную мощность на наиболее электрически удаленных подстанциях (по активному сопротивлению сети) вплоть до полной компенсации реактивной нагрузки подстанции.

3. При незначительной разнице в электрической удаленности подстанций от источника питания в сети одного номинального напряжения расстановка компенсирующих устройств может производиться по условию равенства коэффициентов реактивной мощности нагрузок на шинах 10 кВ, удовлетворяющему условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети:

$$tg\varphi_б = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_{pi} - Q_{ку\Sigma}}{\sum_{i=1}^{n} P_{нбi}}. \qquad (4.12)$$

где Q_{pi} – действительные реактивные нагрузки подстанций с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию (2.5).

Тогда мощность устанавливаемых конденсаторных батарей (сверх установленных по условию (2.6)) на i-й подстанции

$$Q_{куi} = P_{нбi}\left(tg\varphi_i - tg\varphi_б\right). \qquad (4.13)$$

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность конденсаторных батарей может оказаться отрицательной. Это свидетельствует о том, что коэффициент реактивной мощности достаточно низок и установка

конденсаторных батарей на шинах 10 кВ данной подстанции по условию равенства коэффициентов реактивной мощности нагрузок на шинах 10 кВ не требуется. Данная подстанция должна быть исключена из числа n в выражении (4.12, и соответственно пересчитаны значения $tg\varphi_б$ и $Q_{куi}$.

Определенные в результате расчета мощности $Q_{куi}$, округляются до стандартных значений так, чтобы сумма $Q_{куi}$ соответствовала $Q_{ку\Sigma}$.

В заключение данного раздела определяются действительные реактивные нагрузки подстанций $Q'_{рi}$ с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (2.5) и условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети (4.11) и полные нагрузки подстанций $S'_{рi}$. Затем необходимо определить приведенные к шинам высшего напряжения нагрузки подстанций $S_{приві}$, пренебрегая потерями активной мощности в трансформаторах и принимая потери реактивной мощности в трансформаторах равными 8 % от полной нагрузки подстанции, в соответствии с выражением

$$S_{приві} = P_{нбі} + j\left(Q'_{рi} + 0,08S'_{рi}\right). \qquad (4.14)$$

4.4 Выбор сечений и марок проводов воздушных линий

4.4.1 Выбор экономически целесообразных сечений проводов

Все реальные проводники обладают некоторым активным сопротивлением, поэтому при пропускании тока греются, то есть часть передаваемой по линии электропередачи мощности неминуемо расходуется на этот нагрев. При этом суммарные потери электроэнергии в электрических сетях достигают колоссальных объемов. Существует только один способ снижения этих потерь – это уменьшение активного сопротивления проводников.

При обычных температурах уменьшить сопротивление проводника можно только путем увеличения его сечения. Но увеличение сечения влечет за собой увеличение стоимости ЛЭП. Таким образом, увеличению сечения сопутствуют два конкурирующих фактора. С одной стороны это снижение затрат на

компенсацию потерь электроэнергии. С другой – увеличение затрат на сооружение ЛЭП. Понятно, что увеличение сечения выгодно лишь до тех пор, пока первый фактор действует сильнее, чем второй. Сечение, которое соответствует минимуму затрат, называют экономически целесообразным.

На воздушных линиях предусматривается применение только сталеалюминиевых проводов марки АС, маркируемых в соответствии с ГОСТ 839-80Е. Поскольку механический расчет проводов не входит в число задач данного курсового проекта, то провода сечением до 185 мм^2 включительно принимаются нормального исполнения (отношение поперечных сечений алюминиевой и стальной частей примерно 6:1); провода сечением 240 мм^2 и более – облегченного исполнения (отношение поперечных сечений – примерно 8:1) [4].

Экономически целесообразное сечение проводов $F_{эк}$ линии определяется выражением

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_н}, \tag{4.15}$$

где I_p – расчетный ток одной цепи линии; $j_н$ – норматив экономической плотности тока. Нормированные значения плотности тока для ВЛ приведены в таблице П.4.1.

Значение I_p определяется по выражению

$$I_p = \alpha_i I_{нб(5)}, \tag{4.16}$$

где $I_{нб(5)}$ – наибольший ток одной цепи линии на пятый год ее эксплуатации; α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии за расчетный период (10 лет). Для линий 110-220 кВ значение α_i, принимается равным 1,05, что соответствует наиболее часто встречающимся темпам роста нагрузки [6].

В свою очередь, значение $I_{нб(5)}$ рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению:

$$I_{нб} = \frac{S_{прив}}{n_ц \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \tag{4.17}$$

где $n_ц$ - количество цепей.

Сечение, полученное по выражению (4.15), округляется до ближайшего (большего или меньшего) стандартного.

Шкала стандартных сечений проводов ВЛ составляет следующий ряд:

16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 330, 400, 500, … мм^2.

Если для какой-либо линии выбранное сечение проводов превышает максимально возможное сечение при использовании унифицированных опор воздушных линий: для линий 110 кВ – 240 мм^2, 220 кВ – 400 мм^2, то следует выявить экономическую целесообразность сооружения линии с максимально возможным сечением проводов и ее эксплуатации с повышенными потерями электроэнергии по сравнению с вариантами усиления сети: сооружением дополнительной цепи линии или переводом линии на более высокое номинальное напряжение. Однако опыт проектирования [4, 6] показывает, что во избежание увеличения числа цепей линии сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения допускается превышение нормативов экономической плотности тока вплоть до двукратных значений.

Вместе с тем в курсовом проекте в силу ограниченности времени не рекомендуется дальнейшее рассмотрение таких вариантов схем сети, если имеются другие варианты схем, в которых при том же номинальном напряжении экономически целесообразное сечение проводов линии не превышает максимально возможное.

Исходя из анализа удельной стоимости 1 км ВЛ 110 кВ (таблица П.6.1) в курсовом проекте выбор экономически целесообразного сечения проводов можно делать между 150 и 240 мм^2.

4.4.2. Проверка сечений проводов по условиям технических ограничений

Выбранное экономически целесообразное сечение проводов воздушных линий и жил кабелей должно удовлетворять ряду технических ограничений по:

– механической прочности;

– потерям на корону и уровню радиопомех;

– длительно допустимому нагреву;

– потерям напряжения.

Условие механической прочности. При воздействии на провода воздушных линий нагрузок от собственного веса провода и от внешних нагрузок (гололед, температура, ветер) механическое напряжение в проводе может превысить допустимое и привести к разрушению провода. По условиям механической прочности рекомендуется применя

ть на воздушных линиях провода сечением не менее указанных в таблице 4.1 [4]. Районы по ветровому давлению и гололеду приведены в таблице П.4.3.

Таким образом, проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию механической прочности сводится к условию

$$F_{эк} \geq F_{\min\ мех}. \qquad (4.18)$$

Таблица 4.1 – Минимально допустимые сечения сталеалюминиевых проводов $F_{\min\ мех}$ воздушных линий по условиям механической прочности

Характеристика воздушной линии	$F_{\min\ мех}$, мм^2
Воздушные линии, сооружаемые на одноцепных опорах в районах по гололеду:	
до II	35/6,2
в III-IV	50/8
в V и более	70/11
Воздушные линии, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах	120/19

В случае несоблюдения неравенства (4.18) необходимо увеличить сечение провода до значения $F_{\min\ мех}$.

Условие ограничения потерь на корону и уровня радиопомех. При выборе сечений проводов воздушных линий напряжением 110 кВ и выше необходимо соблюдать ограничение напряженности электрического поля на поверхности проводов до уровней, допустимых по короне и радиопомехам. По условиям ограничения потерь мощности на корону и уровня радиопомех рекомендуется применять на воздушных линиях провода диаметром не менее указанных в таблице 4.2 [4].

Таблица 4.2 – Минимально допустимые диаметры проводов $d_{\min\,кор}$ воздушных линий 110-220 кВ и соответствующие им сечения сталеалюминиевых проводов $F_{\min\,кор}$ по условиям ограничения потерь на корону и уровня радиопомех

$U_{ном}$, кВ	110	220
$d_{\min\,кор}$, мм	11,4	21,6
$F_{\min\,кор}$, мм^2	70/11	240/32

Так как каждому значению $d_{\min\,кор}$ соответствует вполне определенная марка провода, то проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию ограничения потерь на корону и уровня радиопомех сводится к условию

$$F_{эк} \geq F_{\min\,кор}. \tag{4.19}$$

В случае несоблюдения неравенства (4.19) необходимо увеличить сечение провода до значения $F_{\min\,кор}$.

Условие длительно допустимого нагрева. Длительный нагрев неизолированного провода воздушной линии сверх допустимого может вызвать разрушение контактных соединителей провода, увеличение стрелы провеса, приводящее к нарушению допустимых габаритных расстояний до земли.

Для проводов воздушных линий на основе практики эксплуатации установлено значение длительно допустимой температуры нагрева проводов $T_{дл.доп}$, равной 70 °С [4]. В справочных данных для расчетной температуры воздуха $T_{расч}$, равной 25 °С, приводятся соответствующие длительно допустимые токи $I_{дл.доп}$, при протекании которых провод нагревается до длительно допустимой температуры. Значения $I_{дл.доп}$ приведены в таблице П.4.2.

Если фактическая температура воздуха $T_{факт}$ (таблица П.4.3) отличается от расчетной температуры воздуха, то значение длительно допустимого тока может быть скорректировано по выражению:

$$I'_{дл.доп} = I_{дл.доп}\sqrt{\frac{T_{дл.доп} - T_{факт}}{T_{дл.доп} - T_{расч}}} = I_{дл.доп}\sqrt{\frac{70 - T_{факт}}{70 - 25}} = I_{дл.доп}k_T, \tag{4.20}$$

где k_T – поправочный коэффициент на температуру воздуха, учитывающий отличие фактической температуры воздуха от расчетной. Значения k_T приведены в таблице П.4.4.

Тогда проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию длительно допустимого нагрева сводится к условию

$$I_{нб} \le I_{\text{дл.доп}} k_T, \tag{4.21}$$

где $I_{нб}$ – ток, протекающий по линии в режиме наибольших нагрузок.

В случае несоблюдения неравенства (4.21) необходимо увеличить сечение провода до значения, при котором неравенство (4.21) будет выполняться.

Сечения проводов воздушных линий должны удовлетворять условиям длительно допустимого нагрева не только в нормальных, но и в послеаварийных и ремонтных режимах [4]. Необходимо рассматривать такие послеаварийные и ремонтные режимы, которые приводят к наибольшему увеличению тока, протекающего по линии. В качестве послеаварийных и ремонтных режимов рассматриваются отключения одной цепи двухцепных радиальных и магистральных линий или головных участков в кольцевой сети.

Анализ значений длительно допустимых токов показывает:

– длительно допустимый ток провода воздушной линии всегда превосходит ток, протекающий в нормальном режиме по проводу, выбранному по экономическим соображениям. Следовательно, в нормальных режимах неравенство (4.21) всегда будет выполняться;

– для проводов воздушных линий напряжением до 220 кВ включительно норматив экономической плотности тока более чем в два раза меньше длительно допустимой плотности тока. Следовательно, для двухцепных радиальных и магистральных линий, провода которых выбраны по экономической плотности тока, в послеаварийных режимах, связанных с отключением одной цепи, удвоенный ток нормального режима, протекающий по оставшейся в работе второй цепи, будет меньше длительно допустимого тока, т.е. неравенство (4.21) при этих условиях всегда будет выполняться.

Таким образом, проверку экономически целесообразных сечений проводов

воздушных линий напряжением до 220 кВ включительно по условию длительно допустимого нагрева необходимо выполнять только в послеаварийных режимах для линий кольцевых сетей, используя неравенство (4.21).

Условие ограничения потерь напряжения. Сечения проводов линий 35 кВ и выше проверке по допустимым потерям напряжения не подлежат, так как уменьшение потерь напряжения путем увеличения сечений линий экономически нецелесообразно по сравнению с применением трансформаторов с устройством регулирования под нагрузкой (РПН) и устройств компенсации реактивной мощности [6].

Поэтому рассчитанные в этом разделе величины потери напряжения до наиболее удаленных точек в нормальном и, особенно, в послеаварийном режиме, нужно соотнести с возможностями серийных устройств РПН и сделать вывод, можно ли будет на всех подстанциях обеспечить встречное регулирование напряжения.

Если окажется, что потеря напряжения в каком-то режиме выше возможностей устройств РПН, то это будет означать, что данный вариант не соответствует техническим требованиям, и необходимо или внести в него какие-то изменения, снимающие данную проблему, или рассмотреть другой вариант.

Проверка сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами РПН выполняется с помощью соотношения:

$$\sum \Delta U_{\%} \le \Delta U_{\text{доп}}, \qquad (4.22)$$

где $\sum \Delta U_{\%}$ − наибольшая сумма потерь напряжения на линиях сети между ИП и наиболее электрически удаленной точкой сети для режима наибольших нагрузок в процентах;

$\Delta U_{\text{доп}}$ − допустимая потеря напряжения в сети с точки зрения достаточности регулировочного диапазона трансформаторов с РПН.

Наибольшая сумма потерь напряжения в процентах определяется по выражению:

$$\sum \Delta U_{\%} = \frac{\sum \Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%. \qquad (4.23)$$

Потери напряжения до электрически наиболее удаленных точек сети определяются путем суммирования потерь напряжения по участкам. В радиально-магистральной сети электрически наиболее удаленные точки обычно совпадают с точками, наиболее удаленными географически. В кольцевой сети электрически наиболее удаленными точками считаются точки потокораздела.

Потери напряжения для участка определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_{уч} \cdot R_{уч} + Q_{уч} \cdot X_{уч}}{U_{ном}}. \qquad (4.24)$$

Активные ($R_{уч}$) и реактивные ($X_{уч}$) сопротивления линий определяются по формулам:

$$R_{уч} = \frac{r_0 l}{n_ц}, \text{ Ом}; \; X_{уч} = \frac{x_0 l}{n_ц}, \text{ Ом}; \qquad (4.25)$$

где l и $n_ц$ – длина участка в км и количество цепей; r_0, x_0 – погонные активное и реактивное сопротивления, Ом/км. Значения погонных сопротивлений приведены в таблицах П.4.5 и П.4.6.; $P_{уч}$ и $Q_{уч}$ – активная и реактивная составляющие потока приведенной мощности на участке.

Наиболее тяжелый послеаварийный режим в радиально-магистральной сети это обычно режим, возникающий после отказа одной из цепей головного участка магистрали. Так как потокораспределение при этом не изменяется, то расчет потери напряжения для этого режима производят так же, как и для нормального режима, но с учетом изменившихся сопротивлений поврежденного участка.

В кольцевой сети наиболее тяжелым послеаварийным режимом можно считать режим, возникающий после отказа наиболее загруженного головного участка кольца. При этом полностью меняется потокораспределение, так как сеть из кольцевой превращается в радиально-магистральную. Поэтому вначале следует рассчитать потокораспределение в послеаварийном режиме, затем потерю напряжения по участкам, а затем – потерю напряжения до электрически наиболее удаленных точек.

Значение $\Delta U_{доп}$ определяется с учетом напряжения ИП, диапазона регулирования трансформаторов с РПН, нормируемого напряжения на стороне НН трансформаторов. Ориентировочное значение $\Delta U_{доп}$ приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Значения допустимых потерь напряжения проектируемой сети с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами РПН

$U_{ном}$, кВ	$\Delta U_{доп}$, %	
	нормальный режим	послеаварийный режим
110	10	20
220	7	17

Большие потери напряжения свидетельствуют о заниженном номинальном напряжении или о нерациональной схеме сети.

4.5 Определение потерь мощности в нормальном режиме наибольших нагрузок

На стадии предварительного расчета достаточно определить потери мощности в нормальном режиме наибольших нагрузок.

Потери мощности определяются сначала по участкам по формуле:

$$\Delta P_{уч} = \frac{S_{уч}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{уч}, \qquad (4.26)$$

где $S_{уч}$, МВ·А – приведенное значение потока мощности на участке; $R_{уч}$, Ом – активное сопротивление участка.

Затем потери мощности по участкам суммируются и определяются общие потери мощности во всей сети. Полученный результат будет использован при технико-экономическом сравнении вариантов.

4.6. Пример предварительного расчета радиально-магистральной сети

Произвести предварительный расчет радиально-магистральной сети варианта 1, отобранного в п. 3.4. Расчетные нагрузки пунктов взять с учетом компенсации реактивной мощности из таблицы 2.3 в п.2.6. Коэффициент

мощности источника питания 0,93.

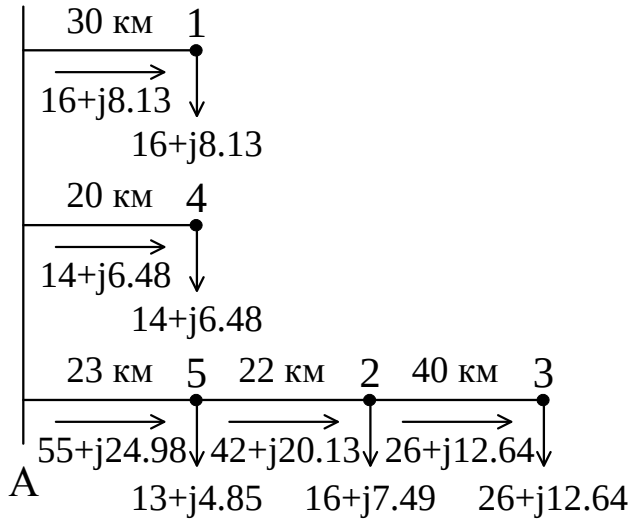


Рисунок 4.2 – Расчетная схема варианта 1

Расчет потокораспределения активной мощности.

Расчетная схема этого варианта сети представлена на рисунке 4.2. Потоки активной мощности на участках сети определяем по первому закону Кирхгофа, двигаясь от наиболее удаленных потребителей к источнику.

$P_{A1} = P_1 = 16$ МВт.

$P_{23} = P_3 = 26$ МВт.

$P_{52} = P_{23} + P_2 = 26 + 16 = 42$ МВт.

$P_{A5} = P_{52} + P_5 = 42 + 13 = 55$ МВт.

$P_{A4} = P_4 = 14$ МВт.

Результаты помещаем в таблицу 4.4, а также наносим на расчетную схему.

Выбор номинального напряжения.

Далее, с помощью формулы Илларионова, определяем целесообразную величину номинального напряжения на участке А-5:

$$U'_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{23} + \frac{2500}{55/2}}} = 94,22 \text{ кВ}.$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.4.

Для схемы вариант 1 по результатам расчета экономически целесообразного номинального напряжения выбираем номинальное напряжение 110 кВ.

Таблица 4.4 –Выбор напряжений для варианта 1

Участок	L, км	P, МВт	U', кВ	Uном, кВ
A1	30	16	55,12	110
23	40	26	69,88	110
52	22	42	83,98	110
A5	23	55	94,22	110
A4	20	14	51,15	110

Оцениваем баланс реактивной мощности.

Т.к. активная мощность в линиях отличается от значения натуральной мощности, следует учитывать величины потерь и генерации реактивной мощности.

Находим зарядную мощность линии по выражению (4.7):

$Q_{cA1} = 2 \cdot 0{,}036 \cdot 30 = 2{,}16$ Мвар; $Q_{c23} = 2 \cdot 0{,}036 \cdot 40 = 2{,}88$ Мвар;

$Q_{c52} = 2 \cdot 0{,}036 \cdot 22 = 1{,}584$ Мвар; $Q_{cA5} = 2 \cdot 0{,}036 \cdot 23 = 1{,}656$ Мвар;

$Q_{cA4} = 2 \cdot 0{,}036 \cdot 20 = 1{,}44$ Мвар;

$\sum Q_{ci} = 9{,}72$ Мвар.

Находим потери реактивной мощности в линиях по выражению (4.9):

$\Delta Q_{лA1} = \left(\frac{16}{2 \cdot 30}\right)^2 \cdot 2{,}16 = 0{,}154$ Мвар; $\Delta Q_{л23} = \left(\frac{26}{2 \cdot 30}\right)^2 \cdot 2{,}88 = 0{,}541$ Мвар;

$\Delta Q_{л52} = \left(\frac{42}{2 \cdot 30}\right)^2 \cdot 1{,}584 = 0{,}776$ Мвар; $\Delta Q_{лA5} = \left(\frac{55}{2 \cdot 30}\right)^2 \cdot 1{,}656 = 1{,}392$ Мвар;

$\Delta Q_{лA4} = \left(\frac{14}{2 \cdot 30}\right)^2 \cdot 1{,}44 = 0{,}078$ Мвар;

$\sum \Delta Q_{лi} = 2{,}941$ Мвар.

Находим суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах подстанций сети по выражению (4.5):

$\Delta Q_{T\Sigma} = 0{,}08 \cdot 90{,}995 = 7{,}28$ Мвар.

Находим наибольшую суммарную реактивную мощность, потребляемую в проектируемом районе электрической сети по выражению (4.4):

$Q_{района}$ = 0,98·32,31+7,28+2,941-9,72=32,165 Мвар.

Величина реактивной мощности, поступающей с шин источника питания в проектируемую электрическую сеть по выражению (4.10) равна:

$Q_{ист} = 85 \cdot 0{,}4$=34 Мвар, где $tg\varphi_{ист} = 0{,}4$.

Т.к. $Q_{района} < Q_{ист}$, то нет необходимости установки дополнительных КУ (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности).

Определяем действительные реактивные нагрузки подстанций по выражению (4.14) а результаты сводим в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Действительные мощности нагрузок подстанций

№ п/ст	$P_{нб}$, МВт	$Q_{нб}$, МВар	$Q_{ку}^{уст}$, Мвар	Q_P, Мвар	S_P, МВ·А	$Q_{прив}$, Мвар	$S_{прив}$, МВ·А
1	16	9,44	2,7	6,74	17,36	8,13	17,95
2	16	11,52	5,4	6,12	17,13	7,49	17,67
3	26	10,40	0	10,40	28,00	12,64	28,91
4	14	7,98	2,7	5,28	14,96	6,48	15,43
5	13	3,77	0	3,77	13,54	4,85	13,88
Итого	85	43	10,80	32,31	90,99	39,59	93,84

Расчет потокораспределения реактивной мощности.

$Q_{A1} = Q_1 = 8{,}13$ Мвар;

$Q_{23} = Q_3 = 12{,}64$ МВар;

$Q_{52} = Q_{23} + Q_2 = 12{,}64+7{,}49=20{,}13$ МВар;

$Q_{A5} = Q_{52} + Q_5 = 20{,}13+4{,}85=24{,}98$ МВар;

$Q_{A4} = Q_4 = 6{,}48$ МВар.

Расчет потокораспределения полной мощности.

Находим по выражению (2.3):

$S_{A1} = 17{,}95$ МВ·А; $S_{23} = 28{,}91$ МВ·А; $S_{52} = 46{,}57$ МВ·А;

$S_{A5} = 60{,}41$ МВ·А; $S_{A4} = 15{,}43$ МВ·А.

Выбор экономически целесообразных сечений проводов.

Для участка сети А1.

Наибольший ток одной цепи линии $I_{нб}$ рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению (4.17):

$$I_{\text{нб}\,A1} = \frac{17{,}95 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 47{,}10 \text{ А.}$$

Расчетную токовую нагрузку определим по выражению (4.16):

$$I_{p\,A1} = 1{,}05 \cdot 47{,}10 = 49{,}45 \text{ А.}$$

Сечение проводников выбираем по экономической плотности тока по формуле (4.15). Плотность тока, при числе часов использования максимума нагрузки $T_{нб} = 5423{,}5$ ч. (определено в п.1.2), равна 0,8 А/мм^2.

$$F_{экA1} = \frac{49{,}45}{0{,}8} = 61{,}82 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное по выражению (4.15), округляем до ближайшего (большего или меньшего) стандартного с учетом технических ограничений (4.18), (4.19), а также исходя из анализа удельной стоимости 1 км ВЛ (для ВЛ, сооружаемые на двухцепных опорах, $F_{\min\,мех} = 120$ мм^2, а $F_{\min\,кор} = 70$ мм^2 для с ВЛ с $U_{ном}$ 110 кВ, экономически целесообразные сечения проводов для ВЛ 110 кВ 150 и 240 мм^2) принимаем $F_{A1} =$ 150 мм^2.

Проверка условия длительно допустимого нагрева

Допустимый ток по нагреву с учетом поправки на температуру воздуха определяем по формуле (4.20):

$$I'_{\text{доп}\,A1} = 450 \cdot 1{,}05 = 472{,}5 \text{ А,}$$

где k_T = 1,05 из таблицы П 4.4 для средней июльской температуры Северного Кавказа (таблица П 4.3); $I_{\text{дл.доп}}$ – допустимый длительный ток для неизолированных проводов марок АС определяем по таблице П 4.2.

Послеаварийный режим

Для двухцепных радиально-магистральных линий ток послеаварийного режима определяется по выражению: $I_{\text{нб}\,ав} = 2 \cdot I_{нб}$:

$I_{\text{нб ав}\,A1} = 2 \cdot 47{,}10 = 94{,}20$ А.

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.6.

Выбранное экономически целесообразное сечения провода проходит по условию длительно допустимого нагрева, т.к. выполняется условие (4.21) для нормального и послеаварийного режима.

Таблица 4.6 –Выбор сечений провода для варианта 1

Участок	А1	23	52	А5	А4
$F_{эк}$, мм^2	61,82	99,58	160,42	208,07	53,14
$F_{\min\,мех}$, мм^2	70	70	70	70	70
$F_{\min\,кор}$, мм^2	120	120	120	120	120
F, мм^2	150	150	150	240	150
$I_{нб}$, А	47,10	75,87	122,23	158,53	40,49
$I_{р}$, А	49,45	79,66	128,34	166,45	42,51
$I_{\text{нб ав}}$, А	94,20	151,74	244,45	317,05	80,97
$I_{\text{доп}}$, А	472,5	472,5	472,5	640,5	472,5

Проверка условия ограничения потерь напряжения

Проверяем выбор сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой с помощью соотношения (4.22).

Для участка сети А1.

Активные ($R_{уч}$) и реактивные ($X_{уч}$) сопротивления определяются по формулам (4.25):

$$R_{A1} = \frac{0{,}204 \cdot 30}{2} = 3{,}06 \text{ Ом}; \qquad X_{A1} = \frac{0{,}42 \cdot 30}{2} = 6{,}3 \text{ Ом}.$$

Определим потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах по формулам (4.24):

$$\Delta U_{A1} = \frac{16 \cdot 3,06 + 8,13 \cdot 6,3}{110} = 0,91 \text{ кВ}; \ \Delta U_{\% A1} = \frac{0,91}{110} \cdot 100\% = 0,83 \ \%;$$

$$\Delta U_{A1ав} = \frac{16 \cdot 3,06 \cdot 2 + 8,13 \cdot 6,3 \cdot 2}{110} = 1,82 \text{ кВ}; \ \Delta U_{\% A1\,ав} = \frac{1,82}{110} \cdot 100\% = 1,66 \ \%.$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.7.

Определим потери мощности.

Для участка А1

Потери мощности в нормальном режиме при наибольших нагрузках определим по формуле (4.26):

$$\Delta P_{A1} = \frac{17,95^2}{110^2} \cdot 3,06 = 0,081 \text{ МВт}.$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет параметров линий варианта 1

Участок	А1	23	52	А5	А4
P, МВт	16	26	42	55	14
Q, Мвар	8,13	12,64	20,13	24,98	6,48
L, км	30	40	22	23	20
F, мм^2	150	150	150	240	150
R_o, Ом/км	0,204	0,204	0,204	0,118	0,204
X_o, Ом/км	0,42	0,42	0,42	0,405	0,42
$R_л$, Ом	3,06	4,08	2,24	1,36	2,04
$X_л$, Ом	6,30	8,40	4,62	4,66	4,20
ΔU, кВ	0,91	1,93	1,70	1,74	0,51
$\Delta U_{\%}$	0,83	1,75	1,55	1,58	0,46
$\Delta U_{ав}$, кВ	1,82	3,86	3,40	3,47	1,01
$\Delta U_{ав\,\%}$	1,66	3,51	3,10	3,16	0,92
ΔP, МВт	0,081	0,282	0,402	0,409	0,040

Максимальные потери напряжения определяются путем суммирования потерь напряжения по участкам до электрически наиболее удаленной точки сети:

$$\Delta U_{A523} = \Delta U_{A5} + \Delta U_{52} + \Delta U_{23} = 1,74+1,7+1,93=5,37 \text{ кВ}.$$

Максимальные потери напряжения в процентах:

$\Delta U_{\%A523} = \Delta U_{\%A5} + \Delta U_{\%52} + \Delta U_{\%23} =$ 1,58+1,55+1,75=4,88 %.

Максимальная потеря напряжения в нормальном режиме 4,88% < 10%.

В послеаварийном режиме:

$\Delta U_{ав\,A523} = \Delta U_{авA5} + \Delta U_{ав52} + \Delta U_{ав23} =$ 3,47+3,4+3,86=10,73 кВ;

$\Delta U_{ав\%A523} = \Delta U_{ав\%A5} + \Delta U_{ав\%52} + \Delta U_{ав\%23} =$ 3,16+3,1+3,51=9,76 %%.

Максимальная потеря напряжения в послеаварийном режиме 9,76% < 20%.

Выбранные сечения удовлетворяют всем техническим ограничениям.

Суммарные потери мощности проектируемой сети варианта 1 равны:

$\Delta P_{\Sigma} =$ 0,081+0,282+0,402+0,409+0,04=1,214 МВт

4.7. Пример предварительного расчета кольцевой сети

Произвести предварительный расчет кольцевой сети варианта 4, отобранного в п. 3.4. Расчетные нагрузки пунктов взять с учетом компенсации реактивной мощности из таблицы 2.3 в п.2.6. Коэффициент мощности источника питания 0,93.

В п. 3.4. выбран вариант 4 состоящий из двух колец А235А и А41А.

Предварительный расчет кольцевой сети

Поскольку сеть кольцевая, то условно «разрезаем» источник и разворачиваем кольцо, превращая кольцевую сеть в магистральную линию с двухсторонним питанием. Расчетные схемы представлена на рисунке 4.3 и 4.4.

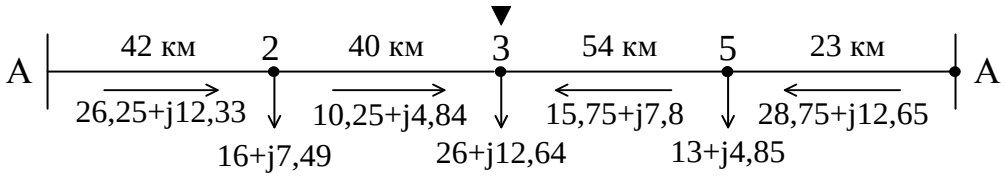


Рисунок 4.3 – Расчетная схема кольца А235А варианта 4

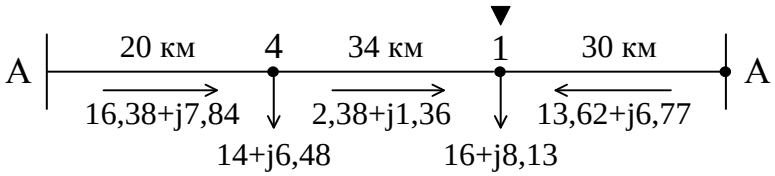


Рисунок 4.4 – Расчетная схема кольца А41А варианта 4

Расчет потокораспределения активной мощности кольца А235А.

Расчет потокораспределения активной мощности производим, начиная с головного участка по формуле (4.1):

$$P_{A2} = \frac{16 \cdot 117 + 26 \cdot 77 + 13 \cdot 23}{42 + 40 + 54 + 23} = 26,25 \text{ МВт};$$

Потоки мощности в линиях 23, 35 и 5А определяются по 1 закону Кирхгофа:

$$P_{23} = P_{A2} - P_2 = 26,25 - 16 = 10,25 \text{ МВт};$$

$$P_{35} = P_{23} - P_3 = 10,25 - 26 = -15,75 \text{ МВт};$$

$$P_{5A} = P_{35} - P_5 = -15,75 - 13 = -28,75 \text{ МВт}$$

По полученным знакам потоков мощностей в линиях находим точку потокораздела. По активной мощности: 3 точка потокораздела.

Выполним проверку результатов расчета. Для этого определим по формуле (4.1) поток активной мощности на противоположном головном участке и сравнить его с потоком активной мощности, полученным по первому закону Кирхгофа.

$$P_{A5} = \frac{13 \cdot 136 + 26 \cdot 82 + 16 \cdot 42}{42 + 40 + 54 + 23} = 28,75 \text{ МВт};$$

$$P_{5A} = P_{A5} \qquad 28,75 = 28,75$$

Расчет потокораспределения активной мощности кольца А41А.

Производится аналогично расчета потокораспределения активной мощности кольца А235А.

Выбор номинального напряжения кольца А235А.

Целесообразную величину напряжения определяем по наиболее загруженному и протяженному головному участку 5А:

$$U'_{ном5A} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{23} + \frac{2500}{28,75}}} = 95,92 \text{ кВ}.$$

Принимаем номинальное напряжение для всей линии 110 кВ.

Выбор номинального напряжения кольца А41А.

Производится аналогично выбора номинального напряжения кольца А235А.

Результаты расчета потокраспределения и выбора напряжения для схемы варианта 4 поместим в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 –Выбор напряжений для схемы варианта 4

	кольцо А235А				кольцо А41А		
Участок	А2	23	35	5А	А4	41	1А
L, км	42	40	54	23	20	34	30
P, МВт	26,25	10,25	15,75	28,75	16,38	2,38	13,62
U', кВ	96,61	62,45	77,15	95,92	75,03	30,64	70,67
Uном, кВ	110	110	110	110	110	110	110

Оцениваем баланс реактивной мощности схемы варианта 4.

Т.к. активная мощность в линиях отличается от значения натуральной мощности, следует учитывать величины потерь и генерации реактивной мощности.

Находим зарядную мощность линии по выражению (4.7):

$Q_{cA2} = 0{,}036 \cdot 42 = 1{,}512$ Мвар; $Q_{c23} = 0{,}036 \cdot 40 = 1{,}44$ Мвар;

$Q_{c35} = 0{,}036 \cdot 54 = 1{,}944$ Мвар; $Q_{cA5} = 0{,}036 \cdot 23 = 0{,}828$ Мвар;

$Q_{cA4} = 0{,}036 \cdot 20 = 0{,}72$ Мвар; $Q_{c41} = 0{,}036 \cdot 34 = 1{,}224$ Мвар;

$Q_{cA1} = 0{,}036 \cdot 30 = 1{,}08$ Мвар $\sum Q_{ci} = 8{,}748$ Мвар.

Находим потери реактивной мощности в линиях по выражению (4.9):

$$\Delta Q_{лA2} = \left(\frac{26,25}{30}\right)^2 \cdot 1,512 = 1,158 \text{ Мвар}; \quad \Delta Q_{л23} = \left(\frac{10,25}{30}\right)^2 \cdot 1,44 = 0,168 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{л35} = \left(\frac{15,75}{30}\right)^2 \cdot 1,944 = 0,536 \text{ Мвар}; \quad \Delta Q_{лA5} = \left(\frac{28,75}{30}\right)^2 \cdot 0,828 = 0,76 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{лA4} = \left(\frac{16,38}{30}\right)^2 \cdot 0,72 = 0,215 \text{ Мвар}; \quad \Delta Q_{л41} = \left(\frac{2,38}{30}\right)^2 \cdot 1,224 = 0,008 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{лA1} = \left(\frac{13,62}{30}\right)^2 \cdot 1,08 = 0,223 \text{ Мвар};$$

$$\sum \Delta Q_{лi} = 3,068 \text{ Мвар}.$$

Суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах $\Delta Q_{T\Sigma} = 7,28$ Мвар.

Находим наибольшую суммарную реактивную мощность, потребляемую в проектируемом районе электрической сети по выражению (4.4):

$Q_{района}$ = 0,98·32,31+7,28+3,068-8,748=33,264 Мвар.

Величина реактивной мощности, поступающей с шин источника питания в проектируемую электрическую сеть $Q_{ист} = 34$ Мвар.

Т.к. $Q_{района} < Q_{ист}$, то нет необходимости установки дополнительных КУ (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности).

Действительные реактивные нагрузки подстанций будут такими же как в таблице 4.5.

Расчет потокораспределения реактивной мощности кольца А235А.

Реактивная мощность головного участка:

$$Q_{A2} = \frac{7,49 \cdot 117 + 12,64 \cdot 77 + 4,85 \cdot 23}{42 + 40 + 54 + 23} = 12,33 \text{ Мвар};$$

Потоки мощности в линиях 23, 35 и 5А определяются по 1 закону Кирхгофа:

$Q_{23} = Q_{A2} - Q_2 = 12,33\text{-}7,49\text{=}4,84$ Мвар;

$Q_{35} = Q_{23} - Q_3 = 4,84\text{-}12,64\text{=-}7,8$ Мвар;

$Q_{5A} = Q_{35} - Q_5 = \text{-}7,8\text{-}4,85\text{=-}12,65$ Мвар.

По реактивной мощности: 3 точка потокораздела.

Выполним проверку результатов расчета:

$$Q_{A5} = \frac{4,85 \cdot 136 + 12,64 \cdot 82 + 7,49 \cdot 42}{42 + 40 + 54 + 23} = 12,65 \text{ Мвар}.$$

$Q_{5A} = Q_{A5}$ 12,65=12,65

Расчет потокораспределения реактивной мощности кольца А41А.

Производится аналогично расчета потокораспределения реактивной мощности кольца А235А.

Расчет потокораспределения полной мощности схемы варианта 4.

$S_{A2} = 29{,}00$ МВ·А; $S_{23} = 11{,}34$ МВ·А; $S_{35} = 17{,}58$ МВ·А;

$S_{A5} = 31{,}41$ МВ·А; $S_{A4} = 18{,}16$ МВ·А; $S_{41} = 2{,}74$ МВ·А;

$S_{A1} = 15{,}21$ МВ·А.

Выбор экономически целесообразных сечений проводов схемы варианта 4.

Для участка сети А2.

Наибольший ток линии рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению (4.17):

$$I_{\text{нб}\,A2} = \frac{29 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 152{,}22 \text{ А}.$$

Расчетную токовую нагрузку определим по выражению (4.16):

$$I_{p\,A2} = 1{,}05 \cdot 152{,}22 = 159{,}83 \text{ А}.$$

Сечение проводников выбираем по экономической плотности тока по формуле (4.15):

$$F_{\text{эк}A2} = \frac{159{,}83}{0{,}8} = 199{,}79 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное по выражению (4.15), округляем до ближайшего (большего или меньшего) стандартного с учетом технических ограничений (4.18), (4.19), а также исходя из анализа удельной стоимости 1 км ВЛ (для ВЛ, сооружаемые на одноцепных опорах в IV районе по гололеду, $F_{\min\,мех} = 50$ мм^2, а $F_{\min\,кор} = 70$ мм^2 для с ВЛ с $U_{ном}$ 110 кВ, экономически целесообразные сечения проводов для ВЛ 110 кВ 150 и 240 мм^2) принимаем $F_{A2} =$ 240 мм^2.

Проверка условия длительно допустимого нагрева в нормальном режиме

Допустимый ток по нагреву с учетом поправки на температуру воздуха определяем по формуле (4.20):

$I'_{\text{доп}\,A2} = 610 \cdot 1{,}05 = 640{,}5$ А.

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 –Выбор сечений провода для варианта 4

	кольцо А235А				кольцо А41А		
Участок	А2	23	35	5А	А4	41	1А
$F_{эк}$, мм^2	199,79	78,09	121,08	216,38	125,10	18,88	104,78
$F_{\min\,мех}$, мм^2	70	70	70	70	70	70	70
$F_{\min\,кор}$, мм^2	50	50	50	50	50	50	50
F, мм^2	240	150	150	240	150	150	150
$I_{нб}$, А	152,22	59,49	92,25	164,86	95,31	14,39	79,83
$I_{р}$, А	159,83	62,47	96,86	173,10	100,08	15,11	83,82
$I_{\text{доп}}$, А	640,5	472,5	472,5	640,5	472,5	472,5	472,5

Проверка условия ограничения потерь напряжения в нормальном режиме

Проверяем выбор сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой с помощью соотношения (4.23).

Для участка сети А2.

Активные ($R_{уч}$) и реактивные ($X_{уч}$) сопротивления участка

$R_{A2} = 0{,}118 \cdot 42 = 4{,}96$ Ом; $X_{A2} = 0.405 \cdot 42 = 17{,}01$ Ом.

Определим потери напряжения в нормальном режиме:

$$\Delta U_{A2} = \frac{26{,}25 \cdot 4{,}96 + 12{,}33 \cdot 17{,}01}{110} = 3{,}09 \text{ кВ}; \; \Delta U_{\%\,A2} = \frac{3{,}09}{110} \cdot 100\% = 2{,}81\ \%;$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.10.

Максимальные потери напряжения в нормальном режиме:

Кольцо А235А точка потокраздела 3

$\Delta U_{A23} = \Delta U_{A2} + \Delta U_{23} = 3{,}09+1{,}5=4{,}59$ кВ

$\Delta U_{35A} = \Delta U_{35} + \Delta U_{5A} = 3{,}19+1{,}78=4{,}97$ кВ

$\Delta U_{\%35A} = 4{,}52$ %

Кольцо А41А точка потокраздела 1

$\Delta U_{A41} = \Delta U_{A4} + \Delta U_{41} = 1{,}21+0{,}33=1{,}54$ кВ

$\Delta U_{1A} = 1{,}53$ кВ

$\Delta U_{\%A41} = 1{,}4$ %

Максимальная потеря напряжения в нормальном режиме 4,52< 10 %, т.е. входит в пределы регулирования устройств РПН.

Определим потери мощности.

Для участка сети А2.

Потери мощности в нормальном режиме при наибольших нагрузках

$$\Delta P_{A2} = \frac{29^2}{110^2} \cdot 4{,}96 = 0{,}344 \text{ МВт.}$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет параметров линий варианта 4

	кольцо А235А				кольцо А41А		
Участок	А2	23	35	5А	А4	41	1А
P, МВт	26,25	10,25	15,75	28,75	16,38	2,38	13,62
Q, Мвар	12,33	4,84	7,80	12,65	7,84	1,36	6,77
L, км	42,00	40	54,00	23,00	20,00	34,00	30,00
F, мм^2	240	150	150	240	150	150	150
R_o, Ом/км	0,118	0,204	0,204	0,118	0,204	0,204	0,204
X_o, Ом/км	0,405	0,42	0,42	0,405	0,42	0,42	0,42
$R_л$, Ом	4,96	8,16	11,02	2,71	4,08	6,94	6,12
$X_л$, Ом	17,01	16,80	22,68	9,32	8,40	14,28	12,60
ΔU, кВ	3,09	1,50	3,19	1,78	1,21	0,33	1,53
$\Delta U_{\%}$	2,81	1,36	2,90	1,62	1,10	0,30	1,39
ΔP, МВт	0,344	0,087	0,281	0,221	0,111	0,004	0,117

Суммарные потери мощности проектируемой сети варианта 4 равны:

$\Delta P_{\Sigma} = 0{,}344+0{,}087+0{,}281+0{,}221+0{,}111+0{,}004+0{,}117=1{,}165$ МВт.

Выполним проверку выбранных сечений в послеаварийном режиме работы сети.

Кольцо А235А

Наиболее тяжелый послеаварийный режим возникает в результате отказа наиболее загруженного участка 5А. При этом кольцевая сеть превращается в магистральную линию с питанием с одной стороны. Расчетная схема линии представлена на рисунке 4.5. Для послеаварийного режима определяем:

– потоки мощности по участкам по первому закону Кирхгофа,

– наибольшие токи по выражению (4.17);

– потери напряжения по выражению (4.24).

Результаты расчета проведены в таблице 4.11.

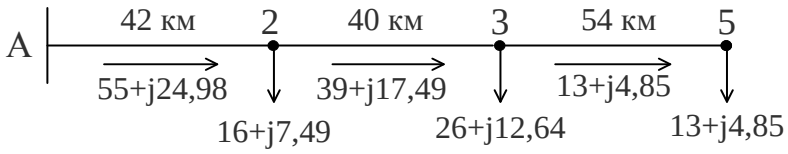


Рисунок 4.5 – Расчетная схема послеаварийного режима кольца А235А варианта 4.

Кольцо А41А.

Наиболее тяжелый послеаварийный режим возникает в результате отказа наиболее загруженного участка А4. При этом кольцевая сеть превращается в магистральную линию с питанием с одной стороны. Расчетная схема линии представлена на рисунке 4.6. Для послеаварийного режима определяем:

– потоки мощности по участкам по первому закону Кирхгофа,

– наибольшие токи по выражению (4.17);

– потери напряжения по выражению (4.24).

Результаты расчета проведены в таблице 4.11.

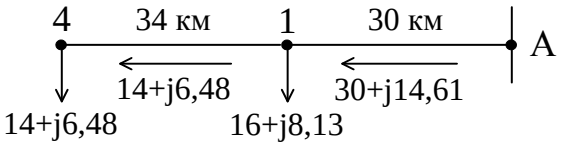


Рисунок 4.6 – Расчетная схема послеаварийного режима кольца А41А варианта 4.

Таблица 4.11 – Расчет параметров линий сети варианта 4 в послеаварийном режиме

	кольцо А235А			кольцо А41А	
Участок	А2	23	35	41	1А
P, МВт	55,00	39,00	13,00	14,00	30,00
Q, Мвар	24,98	17,49	4,85	6,48	14,61
S, МВ·А	60,41	42,74	13,88	15,43	33,37
$\Delta U_{ав}$, кВ	6,34	5,56	2,30	1,72	3,34
$\Delta U_{ав\,\%}$	5,76	5,06	2,09	1,57	3,04
$I_{нб\,ав}$, А	317,05	224,34	72,83	80,97	175,14
$I_{доп}$, А	640,50	472,50	472,50	472,50	472,50

Максимальные потери напряжения в послеаварийном режиме:

Кольцо А235А $\Delta U_{\%A235} = 12{,}92$ %

Кольцо А41А $\Delta U_{\%A14} = 4{,}61$ %

Максимальная потеря напряжения в послеаварийном режиме 12,92< 20 %, т.е. входит в пределы регулирования устройств РПН. Условие длительно допустимого нагрева (4.21) для нормального и послеаварийного режима выполняется. Следовательно, выбранные сечения удовлетворяют всем техническим ограничениям.

4.8. Пример предварительного расчета смешанной сети

В п. 3.4. выбран вариант 8 состоящий из кольца А235А и двух радиальных линий А4 и А1. Расчет кольца А235А приведен в п. 4.7, а радиальных линий А4 и А1 в п.4.6.

5 Выбор трансформаторов понижающих подстанций

Выбор числа трансформаторов на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанции потребителей.

В практике проектирования на подстанциях рекомендуется, как правило, установка двух трансформаторов. Для установки более двух трансформаторов на подстанции требуется технико-экономическое обоснование. Установка более двух трансформаторов применяется в специальных случаях [6].

5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов понижающих подстанций

При выборе мощности трансформаторов, как правило, определяющим условием является не экономический критерий, согласно которому экономически выгодно трансформаторы перегружать, а их нагрузочная способность.

При выборе мощности трансформаторов необходимо учитывать: заполнение суточного графика нагрузки, продолжительность суточного максимума нагрузки, заполнение годового графика нагрузки, температуру окружающей среды и перегрузочную способность трансформаторов в зависимости от системы охлаждения по ГОСТ 14209-97. Мощность трансформаторов выбирается по заданной в курсовом проекте наибольшей нагрузке пятого года эксплуатации подстанции с учетом мощности установленных компенсирующих устройств.

При отсутствии подробной информации о графиках нагрузки проектируемых подстанций, в соответствии с существующей практикой проектирования, допускается упрощенный выбор мощности трансформаторов из условия допустимой перегрузки трансформаторов в послеаварийных режимах:

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{нб}}{k_{ав}\left(n_т - 1\right)}, \qquad (5.1)$$

где $S_{нб}$ – наибольшая нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию не

превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (2.5) и условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети (4.11); $n_т$ – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции; $k_{ав}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы.

В случае установки трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов условие (5.1) преобразуется к виду:

$$S_{т.ном} \geq \frac{\left|S_{сн\ нб} + S_{нн\ нб}\right|}{k_{ав}\left(n_т - 1\right)}, \tag{5.2}$$

где $S_{сн\ нб}$ и $S_{нн\ нб}$ – соответственно нагрузка на шинах среднего и низшего напряжения подстанции с учетом установленных компенсирующих устройств.

Для автотрансформаторов номинальная мощность обмотки низшего напряжения отличается от номинальной мощности автотрансформатора, поэтому первое условие выбора мощности автотрансформаторов (5.2) должно быть дополнено вторым условием:

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{нн\ нб}}{k_{ав}\alpha\left(n_т - 1\right)}, \tag{5.3}$$

где α – отношение номинальной мощности обмотки низшего напряжения автотрансформатора к номинальной мощности автотрансформатора.

В соответствии с ГОСТом 14209-97 в послеаварийном режиме допускается перегрузка двухобмоточных трансформаторов на 40 % номинальной мощности, т.е. $k_{ав}$= 1,4. В соответствии с ТУ № 3411-001- 498-90-270-2005 в послеаварийном режиме допускается перегрузка автотрансформаторов на 20% номинальной мощности, т.е. $k_{ав}$= 1,2. Такие перегрузки допускаются на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 часов в сутки на протяжении 5 суток при условии, что коэффициент загрузки трансформатора в режиме, предшествующем послеаварийному, составлял не более 0,8 (0,7 для автотрансформатора).

Основные каталожные и расчетные данные трансформаторов приведены в таблицах П.5.1-П.5.5.

На всех подстанциях с высшим напряжением 35 кВ и более необходимо

применять трансформаторы, оборудованные устройствами регулирования напряжения под нагрузкой. Для обеспечения регулирования напряжения на шинах низшего напряжения подстанций с автотрансформаторами необходима установка линейных регулировочных трансформаторов, включаемых последовательно в цепь с обмотками низшего напряжения. Мощность линейных регулировочных трансформаторов выбирается по условию (5.1). Коэффициент допустимой перегрузки линейных регулировочных трансформаторов в послеаварийном режиме работы принимается равным 1,4. Основные каталожные и расчетные данные линейных регулировочных трансформаторов приведены в таблице П.5.6.

5.2. Пример выбора числа и мощности трансформаторов понижающих подстанций

Выбрать число и мощность трансформаторов для проектируемой электрической сети.

При наличии на подстанциях потребителей 1 категории выбираем двухтрансформаторные подстанции.

Наибольшая нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции мы берем из таблице 2.3 – расчетные нагрузки подстанций с учетом компенсации реактивной мощности по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности по условию (2.5), т.к по условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети (4.11) не были выбраны дополнительные компенсирующие устройства.

Наибольшая нагрузка на шинах НН подстанции с учетом установленных компенсирующих устройств составит:

$S_1 = 16+j6,74=17,36$ МВ·А

$S_2 = 16+j6,12=17,13$ МВ·А

$S_3 = 26+j10,4=28$ МВ·А

$S_4 = 14+j5,28=14,96$ МВ·А

$S_5 = 13+j3,77=13,54$ МВ·А

Определим требуемые мощности трансформаторов из условия допустимой перегрузки двухобмоточных трансформаторов в послеаварийных режимах на 40% номинальной мощности по выражению (5.1):

$S_{тр1} = 17,36/1,4=12,4$ МВ·А

$S_{тр2} = 17,13/1,4=12,24$ МВ·А

$S_{тр3} = 28/1,4=20$ МВ·А

$S_{тр4} = 14,96/1,4=10,69$ МВ·А

$S_{тр5} = 13,54/1,4=9,67$ МВ·А

Технические данные всех трансформаторов сводим в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Результат выбора трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	$S_{НОМ}$ МВ·А	пределы регули-рования	Каталожные данные						расчетные данные		
				$U_{НОМ}$,кВ		$\Delta U_к$	$\Delta P_к$,	ΔP_{XX}	I_X,	r_t,	x_t	ΔQ_X
				ВН	*НН*	%	кВт	кВт	%	ом	ом	Квар
1	ТДН-16000/110	16	±9х1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
2	ТДН-16000/110	16	±9х1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
3	ТРДН-25000/110	25	±9х1,78%	115	10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
4	ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
5	ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

6 Выбор рационального варианта схемы сети

В результате приближенной технико-экономической оценки вариантов схем сети (количественно-качественного анализа) из числа сформированных вариантов схем сети (п.3.1) были отобраны три варианта (п.3.3). Данные варианты подлежат последующему уточненному сопоставлению на основе расчетов дисконтированных затрат.

6.1. Критерий технико-экономического сопоставления

В соответствии с [12] в рыночных условиях одним из основных показателей экономической эффективности проекта является чистый дисконтированный доход ($ЧДД$), под которым понимают дисконтированную разность между величиной доходов ($Д_t$) и затрат ($З_t$) в год t в течение расчетного периода (T_p). При этом под дисконтированием понимают приведение разновременных значений доходов и затрат к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения. Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норматив дисконтирования (E), который выражается в долях единицы или в процентах в год.

Суммарный $ЧДД$ за расчетный период при приведении к году начала реализации проекта (первому году) равен [13]:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^{T_p} \left[\left(Д_t - З_t \right) \left(1 + E \right)^{1-t} \right], \tag{6.1}$$

Проект считается экономически эффективным, если его $ЧДД$ больше нуля, т.е. дисконтированные доходы должны превышать дисконтированные затраты. При выборе между несколькими проектами предпочтение следует отдавать проекту с более высоким (положительным) $ЧДД$.

Доход образуется в процессе производства, передачи, распределения и реализации электроэнергии, т.е. в результате взаимодействия генерирующих, передающих и сбытовых компаний. Поэтому при выполнении технико-экономических расчетов по сопоставлению вариантных решений электросетевых

объектов и выбору схем сетей должна учитываться только часть общего дохода от реализации электроэнергии, что представляет некоторую трудность: необходимо определить, какая часть дохода выделяется на долю электросетевых объектов. В связи с этим при сравнении вариантных решений, имеющих одинаковый производственный эффект (одинаковый полезный отпуск электроэнергии потребителям) по годам, в качестве показателя экономической целесообразности проекта удобнее использовать дисконтированные затраты [14].

Дисконтированные затраты за расчетный период при приведении к году начала реализации проекта (первому году) равны [14]:

$$З_Д = \sum_{t=1}^{T_p}\left[З_t \left(1+E\right)^{1-t} \right] = \sum_{t=1}^{T_p}\left[\left(K_t + И_t^{'} - K_{ликв\,t} \right)\left(1+E\right)^{1-t} \right], \qquad (6.2)$$

где K_t – капиталовложения на сооружение электрической сети в год t; $И_t^{'}$ – суммарные издержки на передачу электроэнергии по электрической сети (без отчислений на амортизацию) в год t; $K_{ликв\,t}$ – ликвидационная (остаточная) стоимость объекта на момент окончания расчетного периода (то есть $t = T_p$).

Дисконтированные затраты зависят от значения норматива дисконтирования E и от продолжительности расчетного периода T_p. Оба эти параметра в настоящее время в нормативных документах не зафиксированы. В современных условиях при выборе норматива дисконтирования рекомендуется ориентироваться на ставку рефинансирования Центробанка РФ, что позволяет принять E=0,1. Для электрических сетей напряжением до 220 кВ включительно в качестве T_p рекомендуется рассматривать период в 10 лет [6, 14, 15], что соответствует практике их перспективного проектирования.

6.2. Капиталовложения на сооружение электрической сети

Большое распространение в технико-экономическом анализе при сравнении вариантов электросетевых объектов получили укрупненные показатели стоимости, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных и опыте строительства и сравнительно просто (без выполнения сметно-финансовых

расчетов) позволяют определять капитальные вложения в электроэнергетические объекты.

В настоящее время укрупненные показатели стоимости приводятся в соответствующих источниках в базисных ценах, сложившихся на 01.01.2000.

Определение стоимости строительства в текущем уровне цен осуществляется с применением индексов пересчета стоимости в текущий уровень цен. Индексы представляют собой отношение стоимости продукции, работ или ресурсов в текущем уровне цен к стоимости в базисном уровне цен.

Индексы цен публикуются в письмах Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации на сайте «Федерального центра ценообразования в строительстве и промышленности строительных материалов» http://www.faufccs.ru/.

Суммарные капиталовложения на сооружение сети K_{Σ} складываются из суммы капиталовложений по отдельным понижающим подстанциям $K_{пс\,i}$, и линиям $K_{лэп\,i}$ электрической сети:

$$K_{\Sigma} = \sum_{i} K_{лэп\,i} + \sum_{i} K_{пс\,i}\,, \qquad (6.3)$$

Капиталовложения на сооружение линии электропередачи в базисных ценах $K_{лэп}^{2000}$ длиной $l_{лэп}$ определяются в зависимости от ее номинального напряжения, количества трехфазных цепей на опоре, материала опор, марок провода по укрупненным показателям стоимости 1 км воздушных линий в базисных ценах $k_{о\,лэп\,2000}$, приведенным в [7] и таблице П.6.1:

$$K_{лэп}^{2000} = (1 + \alpha_{лэп}) \cdot k_{0\,лэп\,2000} \cdot l_{лэп}$$

, (6.4)

где $\alpha_{лэп} = 0{,}2$ – коэффициент учитывающий затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

3,3% – временные здания и сооружения (ГСН 81-05-01-2001);

5,0-6,0% – прочие работы и затраты;

2,6-3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный

контроль (Методические рекомендации по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика ОАО «ФСК ЕЭС»);

7,5-8,5% – проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8%).

Капитальные вложения на сооружение линии электропередачи в текущем уровне цен рекомендуется определять с учетом структуры затрат и с применением индексов цен рекомендованных к применению в текущем квартале, утвержденные в письме Минстроя РФ.

$$K_{лэп}^{20XX} = K_{лэп}^{2000} \cdot сз_{\%с-м}^{лэп} \cdot и\_ц_{с-м}^{лэп} + K_{лэп}^{2000} \cdot сз_{\%прочие}^{лэп} \cdot и\_ц_{\%прочие}^{лэп}, \qquad (6.5)$$

где 20XX – год строительства; $сз_{\%с-м}^{лэп}$, $сз_{\%прочие}^{лэп}$ – составляющие стоимости 1 км линии электропередачи на строительно-монтажные и прочие работы и затраты, приведенные в [7] и таблице П.6.2; $и\_ц_{с-м}^{лэп}$ – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (приложение № 1 к письму Минстроя РФ – воздушная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами без учета НДС) в зависимости от округа строительства; $и\_ц_{\%прочие}^{лэп}$ – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (приложение № 4 к письму Минстроя РФ – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС).

Капиталовложения на сооружение понижающей подстанции $K_{пс}^{2000}$ в базисных ценах складываются из суммарной стоимости устанавливаемых трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанции $\sum K_{тр}$, суммарной стоимости распределительных устройств всех классов напряжения подстанции $\sum K_{ру\Sigma}$, постоянной части затрат на сооружение подстанции $\sum K_{пост\ пс}$, суммарной стоимости ячеек выключателей на источнике питания проектируемой электрической сети $\sum K_{выкл}$; суммарной стоимости устанавливаемых на подстанции компенсирующих устройств $\sum K_{ку}$:

$$K_{пс}^{2000} = (1+\alpha_{ПС}) \cdot (\sum K_{тр} + \sum K_{ру\Sigma} + \sum K_{пост\ пс} + \sum K_{выкл} + \sum K_{ку}), \qquad (6.6)$$

где $\alpha_{ПС}$ - коэффициент учитывающий затраты, сопутствующие строительству, которые составляют: 1,5-2 % – временные здания и сооружения; 8,5-9,0% – прочие работы и затраты; 2,6-3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль (Методические рекомендации по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика ОАО «ФСК ЕЭС»); 7,5-8,5% – проектно-изыскательские работы и авторский надзор (при осуществлении нового строительства - 8%). Принимаем $\alpha_{ПС}$ =0,2.

Капитальные вложения на сооружение понижающей подстанции в текущем уровне цен рекомендуется осуществлять с учетом структуры затрат и с применением индексов цен рекомендованных к применению в текущем квартале, утвержденные в письме Минстроя РФ.

$$K_{пс}^{20XX} = K_{пс}^{2000} \cdot сз_{\%с-м}^{пс} \cdot и\_ц_{с-м}^{пс} + K_{пс}^{2000} \cdot сз_{\%об}^{пс} \cdot и\_ц_{об}^{пс} + K_{пс}^{2000} \cdot сз_{\%прочие}^{пс} \cdot и\_ц_{\%прочие}^{пс}, \quad (6.7)$$

где 20XX – год строительства; $сз_{\%с-м}^{пс}, сз_{\%об}^{пс}, сз_{\%прочие}^{пс}$ – составляющие стоимости строительства подстанций (%) на строительно-монтажные работы, оборудование и прочие работы и затраты, приведенные в [7] и таблице П.6.3; $и\_ц_{с-м}^{пс}$ – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (приложение № 1 к письму Минстроя РФ – прочие объекты без учета НДС); $и\_ц_{об}^{пс}$ – индекс изменения сметной стоимости оборудования (приложение № 5 к письму Минстроя РФ – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС); $и\_ц_{\%прочие}^{пс}$ – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (приложение № 4 к письму Минстроя РФ – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС).

Суммарные капиталовложения в n_m однотипных трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, определяются в зависимости от их номинального напряжения и номинальной мощности по укрупненным показателям стоимости понижающих трансформаторов $K_{тр\ 2000}$, приведенным в [7] и таблице П.6.4:

$$\sum K_{тр} = \sum n_{m\ i} \cdot K_{тр\ 2000\ i}, \quad (6.8)$$

укрупненные показатели стоимости линейных регулировочных трансформаторов приведены в [7] и таблице П.6.8.

Суммарные капиталовложения в распределительные устройства всех классов напряжения подстанции (как правило, на вновь проектируемых подстанциях число распределительных устройств не превышает трех – РУВН, РУСН и РУНН) складываются из стоимости распределительного устройства каждого класса напряжения:

$$\sum K_{ру\Sigma} = \sum K_{ру\ вн} + \sum K_{ру\ сн} + \sum K_{ру\ нн}\ . \qquad (6.9)$$

Капиталовложения в распределительное устройство одного класса напряжения понижающей подстанции, состоящего из $n_{яч}$ ячеек выключателей, определяются в зависимости от его номинального напряжений и типа применяемых выключателей по укрупненным показателям стоимости ячейки выключателя $K_{выкл\ 2000}$, приведенным в [7] и таблице П.6.5:

$$\sum K_{ру} = \sum K_{выкл\ 2000}\ \cdot n_{яч}\ . \qquad (6.10)$$

Постоянная часть затрат $\sum K_{пост\ пс}$ определяется в зависимости от номинального напряжения распределительных устройств подстанции и схемы распределительного устройства высшего напряжения по укрупненным показателям стоимости постоянной части затрат $K_{пост\ пс\ 2000}$, приведенным в [7] и таблице П.6.6:

$$\sum K_{пост\ пс} = \sum K_{пост\ пс\ 2000i}\ . \qquad (6.11)$$

Суммарная стоимость ячеек выключателей на источнике питания проектируемой электрической сети $\sum K_{выкл}$ определяется аналогично капиталовложениям в распределительное устройство одного класса напряжения понижающей подстанции по выражению (6.10) в зависимости от количества выключателей.

Суммарные капиталовложения устанавливаемых на подстанции батарей конденсаторов $\sum K_{ку}$, определяется в зависимости от номинальной реактивной мощности КУ по укрупненным показателям стоимости.

Базовая укрупненная стоимость шунтовой конденсаторной батареи 10(6) кВ единичной мощностью 1 Мвар в ценах 2000 года составляет 274 тыс. руб.

6.3. Издержки на передачу электроэнергии по электрической сети

Суммарные ежегодные издержки на передачу электроэнергии по электрической сети $И_{\Sigma}$ складываются из суммарных ежегодных издержек на эксплуатацию элементов электрической сети $И_{экспл\Sigma}$ (линий электропередачи и подстанций) и суммарных ежегодных издержек на возмещение потерь электроэнергии при ее передаче по элементам электрической сети $И_{пот\Sigma}$:

$$И_{\Sigma} = И_{экспл\Sigma} + И_{пот\Sigma}. \qquad (6.12)$$

Ежегодные издержки эксплуатации элемента электрической сети $И_{экспл\Sigma}$ складываются из ежегодных издержек на амортизацию $И_{ам}$, ремонты $И_{рем}$ и обслуживание $И_{обсл}$ объекта:

$$И_{экспл\Sigma} = И_{ам} + И_{рем} + И_{обсл}. \qquad (6.13)$$

Составляющие ежегодных эксплуатационных издержек при технико-экономическом сопоставлении вариантов электросетевых объектов определяются на основе опыта эксплуатации элементов электрических сетей, что позволяет сравнительно просто (без выполнения сметно-финансовых расчетов) определять эксплуатационные издержки как процент от капиталовложений, что связано с некоторой погрешностью.

Например, издержки на обслуживание линий электропередачи практически не зависят от сечения проводов. Однако это не вызывает существенных погрешностей и вполне допустимо на стадии технико-экономического сопоставления. Тогда:

$$И_{ам} = \alpha_{ам} \cdot K, \qquad (6.14)$$

$$И_{рем} = \alpha_{рем} \cdot K, \qquad (6.15)$$

$$И_{обсл} = \alpha_{обсл} \cdot K, \qquad (6.16)$$

где $\alpha_{ам}$, $\alpha_{рем}$, $\alpha_{обсл}$ – соответственно нормы отчислений на амортизацию, ремонты

и обслуживание, приведенные в [6] и таблице П.6.7; K – капиталовложения в элемент электрической сети.

При этом в формуле (6.2) при технико-экономическом сопоставлении, амортизационные отчисления в составе суммарных ежегодных издержек на передачу электроэнергии по электрической сети не учитываются [6].

Суммарные ежегодные издержки на возмещение потерь электроэнергии в элементах электрической сети

$$И_{пот\Sigma} = \beta \cdot \Delta W_{\Sigma}, \tag{6.17}$$

где β – стоимость потерь электроэнергии; ΔW_{Σ} – суммарные годовые потери электроэнергии в элементах электрической сети.

Годовые потери электроэнергии в элементе электрической, сети ΔW состоят из нагрузочных (переменных) потерь в активном сопротивлении продольной ветви схемы замещения элемента $\Delta W_{нагр}$ и условно-постоянных потерь в активной проводимости поперечной ветви схемы замещения элемента $\Delta W_{усл-пост}$ (потери холостого хода, потери на корону, диэлектрические потери и т.д.):

$$\Delta W = \Delta W_{нагр} + \Delta W_{усл-пост}, \tag{6.18}$$

В свою очередь при технико-экономическом сопоставлении годовые нагрузочные потери электроэнергии $\Delta W_{нагр}$ определяются через потери активной мощности в режиме наибольших нагрузок $\Delta P_{нб}$ и время наибольших потерь τ:

$$\Delta W_{нагр} = \Delta P_{нб} \cdot \tau, \tag{6.19}$$

годовые условно-постоянные потери электроэнергии определяются через соответствующие потери активной мощности в активных проводимостях $\Delta P_{усл-пост}$ и время работы элемента в году $T_{раб}$:

$$\Delta W_{усл-пост} = \Delta P_{усл-пост} \cdot T_{раб}. \tag{6.20}$$

Время наибольших потерь определяется через определенное в п. 1 время использования наибольших нагрузок $T_{нб}$ [16]:

$$\tau = \frac{1}{3} T_{нб} + \frac{2}{3} \cdot \frac{T_{нб}^{\ 2}}{8760}. \qquad (6.21)$$

Время работы линий электропередачи и трансформаторов в течение года принимается равным 8760 ч, конденсаторных батарей – 6000 ч [11].

На стадии технико-экономического сопоставления допустимо определение потокораспределения без учета потерь мощности в линиях и активной мощности в трансформаторах (автотрансформаторах). В замкнутых сетях одного номинального напряжения допускается определять потокораспределение по длинам линий. Расчеты потерь активной мощности и электроэнергии допускается выполнять по номинальным напряжениям сети.

6.4. Ликвидационная стоимость

Ликвидационная стоимость элемента электрической сети на момент окончания расчетного срока представляет собой стоимость демонтируемого оборудования, которое не отработало свой нормативный срок службы (величина, обратная значению нормы отчислений на амортизацию) и пригодно для использования на других объектах, и определяется как

$$K_{ликв} = K(1 - \alpha_{ам} T_{экспл}). \qquad (6.22)$$

где K – первоначальные капиталовложения в элемент электрической сети; $T_{экспл}$ – время эксплуатации элемента электрической сети до окончания расчетного периода.

Если время эксплуатации элемента электрической сети больше нормативного срока службы, то ликвидационная стоимость принимается равной нулю.

6.5. Сопоставление вариантов

Проекты развития распределительных электрических сетей, как правило, реализуются в течение одного-двух лет. Поэтому в данном курсовом проекте принимается, что суммарные капиталовложения на сооружение электрической сети осуществляются в первый год реализации проекта, а со второго года после

начала строительства начинается нормальная эксплуатация электрической сети. Также в данном курсовом проекте принимается, что электрическая сеть начинает эксплуатироваться с проектной нагрузкой со второго года после начала строительства, что приводит к равенству суммарных ежегодных издержек на передачу и распределение электроэнергии по годам эксплуатации. С учетом этих допущений, выражений (6.12) – (6.17), (6.22) и положений подразделов 6.1 – 6.5 выражение (6.2) запишется в следующем виде:

$$\begin{aligned} З_д &= \sum_{t=1}^{T_р}\left[\left(К_t + И'_t - К_{ликв\,t}\right)\cdot\left(1+E\right)^{1-t}\right] = К_\Sigma + И'_\Sigma \cdot \sum_{t=2}^{T_р}\left(1+E\right)^{1-t} - К_{ликв}\cdot\left(1+E\right)^{1-T_р} = \\ &= К_\Sigma + \left[\left(\left(a_{обсл} + a_{рем}\right)\cdot К_\Sigma + И_{пот\Sigma}\right)\cdot\sum_{t=2}^{T_р}\left(1+E\right)^{1-t}\right] - \left[К_\Sigma\cdot\left(1 - a_{ам}\cdot\left(T_р - 1\right)\right)\cdot\left(1+E\right)^{1-T_р}\right] \end{aligned}, \quad (6.23)$$

или в компактном виде:

$$З_д = К_\Sigma \cdot D_р + И_{пот\Sigma}\cdot D_д, \quad (6.24)$$

где $D_р$ – расчетный множитель; $D_д$ – дисконтирующий множитель:

$$D_д = \sum_{t=2}^{T_р}\left(1+E\right)^{1-t}, \quad (6.25)$$

$$D_р = 1 + \left(\alpha_{обсл} + \alpha_{рем}\right)D_д - \left(1 - \alpha_{ам}\left(T_р - 1\right)\right)\left(1+E\right)^{1-T_р}. \quad (6.26)$$

Значения расчетного множителя для различных элементов электрических сетей и дисконтирующего множителя приведены в таблицах П.6.9 – П.6.14.

Поскольку значения $\alpha_{ам}$, $\alpha_{рем}$, $\alpha_{обсл}$ для различных элементов электрических сетей не одинаковы, то при расчете дисконтированных затрат по выражению (6.24) необходимо раскладывать суммарные капиталовложения на составляющие по элементам электрической сети в соответствии с таблицей П.6.7. Тогда первое слагаемое в выражении (6.24) вычисляется как сумма значений $К\cdot D_р$ для однотипных элементов электрической сети.

При сопоставлении вариантов по дисконтированным затратам должны учитываться только те составляющие суммарных капиталовложений в элементы электрической сети (включая ячейки выключателей на источнике питания проектируемой электрической сети) и суммарных ежегодных издержек на

передачу и распределение электроэнергии, по которым сравниваемые варианты отличаются друг от друга, т.е. одинаковые составляющие дисконтированных затрат не учитываются при технико-экономическом сопоставлении вариантов.

К таким составляющим, как правило, относятся: капиталовложения в распределительные устройства низшего напряжения; капиталовложения в трансформаторы подстанций и потери холостого хода в них, в случае установки одинаковых трансформаторов (одинаковой мощности и напряжения) в сравниваемых вариантах, а также нагрузочные потери в трансформаторах, в случае одинаковой мощности устанавливаемых компенсирующих устройств и т.п. По причине своей малости, годовые потери на корону в воздушных линиях и диэлектрические потери в батареях конденсаторов рекомендуется не учитывать на этапе технико-экономического сопоставления вариантов.

Рациональным по технико-экономическим показателям является вариант сети, которому соответствуют минимальные дисконтированные затраты. При этом варианты схем сети считаются равноэкономичными, если разница в дисконтированных затратах в различающихся частях сравниваемых вариантов составляет не более 5 %. При этом обязательным условием является исключение составляющих затрат на элементы электрических сетей, одинаковых в сравниваемых вариантах. В связи с этим целесообразно сопоставлять варианты в такой последовательности, при которой различающиеся части вариантов были бы минимальны.

Выбор рационального варианта из числа равноэкономичных производится на основе инженерной оценки показателей, которые, как правило, не могут быть выражены в денежном эквиваленте и включены в состав дисконтированных затрат. К таким показателям относятся: перспективность схемы (возможность дальнейшего развития схемы сети при росте нагрузок и появлении новых пунктов потребления электроэнергии), уровень надежности схемы, простота схемы, оперативная гибкость схемы (приспосабливаемость схемы к различным режимам работы сети), площадь отчуждаемой земли, удобство эксплуатации и т.п. При этом в современный период необходимо принимать во внимание и другие не

формализованные показатели, связанные с архитектурно-планировочными и эстетическими аспектами сооружения электросетевых объектов, особенно на территориях городов и промышленных зон.

6.6. Пример сопоставления вариантов

Произвести технико-экономическое сравнение трех вариантов схемы сети для электроснабжения промышленного района.

Варианты схем сети были выбраны в п. 3.4. Во всех вариантах ВЛ проектируются с использованием стальных опор. Район проектирования электрической сети – Ставропольский край.

Сравнение вариантов схем будем производить на основе дисконтированных затрат по выражению (6.24). При сопоставлении вариантов по (6.24) нужно учитывать только те составляющие, по которым сравниваемые варианты отличаются друг от друга. Для этого составим таблицу 6.1 с натуральными показателями рассматриваемых вариантов схем сети.

Таблица 6.1 – Натуральные показатели вариантов схем сети

Схема	Количество выключателей, шт.	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением до 150 мм^2, км	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением 185-240 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением до 150 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением 185-240 мм^2, км	Кол-во п/ст с № типовых схем 4Н и 5Н, шт.	Кол-во п/ст с № типовых схем 9 и 13, шт.	Потери ΔP, МВт
радиальная 1	26	112	23	0	0	3	2	1,214
кольцевая 4	19	0	0	178	65	5	0	1,165
смешанная 8	19	50	0	94	65	5	0	1,054

6.6.1 Пример сопоставления радиальной и кольцевой сети

На первом этапе сравним радиальную и кольцевую схемы. Для определения

различающихся частей сравниваемых вариантов вычислим разность между натуральными показателями радиальной и кольцевой сети (таблица 6.2).

При сопоставлении вариантов на основе дисконтированных затрат различающихся частей сравниваемых вариантов по выражению (6.24) для радиальной схемы учитываются только положительные значения, а для кольцевой отрицательные значения по модулю.

Далее определим капитальные вложения в ВЛ, подстанции и эксплуатационные издержки на возмещение потерь электроэнергии по которым сравниваемые варианты отличаются друг от друга.

Таблица 6.2 – Натуральные показатели различающихся частей радиальной и кольцевой сети.

Схема	Количество выключателей, шт.	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением м до 150 мм^2, км	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением м 185-240 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением м до 150 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением м 185-240 мм^2, км	Кол-во п/ст с № типовых схем 4Н и 5Н, шт.	Кол-во п/ст с № типовых схем 9 и 13, шт.	Потери ΔР, МВт
радиальная-кольцевая	7	112	23	-178	-65	-2	2	0,049

Капитальные затраты на сооружение ВЛ для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Капиталовложения на сооружение ВЛ в базисных ценах определяем по выражению (6.4), где $k_{о\,лэп\,2000}$ определяется по таблице П.6.1.

Капитальные вложения на сооружение ВЛ в текущем уровне цен определяется по выражению (6.5), где:

– $сз^{лэп}_{\%\,с-м} = 0,8$ для ВЛ 110 кВ из таблицы П.6.2;

– $сз^{лэп}_{\%\,прочие} = 0,2$ для ВЛ 110 кВ из таблицы П.6.2;

– $и\_ц^{лэп}_{с-м} = 3,66$ из приложения № 1 к письму Минстроя РФ № 25374-ЮР/08 от 13.11.2014– воздушная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами без учета НДС для Ставропольского края;

– $и\_ц^{лэп}_{\%прочие} = 7,9$ из приложения № 4 к письму Минстроя РФ № 25374-ЮР/08 от 13.11.2014 – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС.

Для радиальной схемы:

$K^{2000}_{лэп\ \ р}$ =1,2·((1495·112)+(1687·23))/1000=247,489 млн. руб.

$K^{2014}_{лэп\ \ р}$ =247,489·0,8·3,66+247,489·0,2·7,9=1115,68 млн. руб.

Для кольцевой схемы:

$K^{2000}_{лэп\ \ к}$ =1,2·((987·178)+(1100·65))/1000=296,623 млн. руб.

$K^{2014}_{лэп\ \ к}$ =296,623·0,8·3,66+296,623·0,2·7,9=1337,176 млн. руб.

Капитальные затраты на сооружение подстанций для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Капиталовложения на сооружение подстанции в базисных ценах определяем по выражению (6.6) только по тем составляющим, по которым сравниваемые варианты отличаются друг от друга, т.е. в нашем случае по выражению: $K^{2000}_{пс} = (1+\alpha_{ПС})\cdot(\sum K_{выкл} + \sum K_{пост\ \ пс})$. Стоимость ячейки одного выключателя и постоянной часть затрат по подстанции в базисных ценах определяются по таблицам П.6.5 и П.6.6.

Капиталовложения на сооружение подстанции в текущем уровне цен определяем по выражению (6.7), где:

– $сз^{пс}_{\%с-м} = 0,22$ (для подстанций 110 кВ из таблицы П.6.3.);

– $сз^{пс}_{\%об} = 0,61$ (для подстанций 110 кВ из таблицы П.6.3.);

– $сз^{пс}_{\%прочие} = 0,17$ (для подстанций 110 кВ из таблицы П.6.3.);

– $и\_ц^{пс}_{с-м} = 5,76$ из приложения № 1 к письму Минстроя РФ № 25374-ЮР/08 от 13.11.2014 – прочие объекты без учета НДС;

– $и\_ц^{пс}_{об} = 4,02$ из приложения № 5 к письму Минстроя РФ № 25374-ЮР/08 от 13.11.2014 – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС;

– $и\_ц^{пс}_{\%прочие} = 7,9$ из приложения № 4 к письму Минстроя РФ № 25374-

ЮР/08 от 13.11.2014 – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС.

Для радиальной схемы:

$K_{пс\ р}^{2000}$ =1,2·((6580·7)+(19740·2))/1000=102,648 млн. руб.

$K_{пс\ р}^{2014}$ =102,648·0,22·5,76+102,648·0,61·4,02+102,648·0,17·7,9=519,645 млн. руб.

Для кольцевой схемы:

$K_{пс\ к}^{2000}$ =1,2·(10340·2))/1000=24,816 млн. руб.

$K_{пс\ к}^{2014}$ =24,816·0,22·5,76+24,816·0,61·4,02+24,816·0,17·7,9=125,629 млн. руб.

Издержки на возмещение потерь электроэнергии для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Потери электроэнергии за год определяются по выражению (6.19), где $\Delta P_{нб}$ – потери электроэнергии из таблицы 6.1, время наибольших потерь τ определяется по выражению (6.21).

Суммарные ежегодные издержки на возмещение потерь электроэнергии в элементах электрической сети определяются по выражению (6.17), где β – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии 2,12 тыс. руб/МВт ч.

Время наибольших потерь равно

τ =5423,5/3+2·5423,5·5423,5/(3·8760)=4046,4 ч.

Для радиальной схемы:

ΔW=0,049·4046,4=198,274 МВт·ч.

$И_{\Delta W}$ =198,274·2,12/1000=0,42 млн. руб.

Для кольцевой схемы:

ΔW= 0 МВт·ч.

$И_{\Delta W}$ =0 млн. руб.

Дисконтированные затраты для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Принимаем, что суммарные капиталовложения на сооружение электрической сети осуществляются в первый год реализации проекта, а со второго года начинается нормальная эксплуатация электрической сети. Для

электрических сетей напряжением до 220 кВ включительно в качестве T_p принимаем период в 10 лет, E=0,1.

Дисконтированные затраты для различающихся частей сравниваемых вариантов определяем по выражению (6.24). Принимаем $D_л = 0{,}876$, $D_{пс} = 1{,}107$, $D_и = 5{,}759$ по таблицам П.6.9 – П.6.14.

Для радиальной схемы:

Зр=1115,68·0,876+519,645·1,107+0,42·5,759=1555,001 млн. руб.

Для кольцевой схемы:

Зк=1337,176·0,876+125,629·1,107+0·5,759=1310,437 млн. руб.

Сравним дисконтированные затраты.

ΔЗр-к=100·(Зр-Зк)/Зк=100·(1555,001-1310,437)/1310,437=18,66 %.

При сравнении радиальной схемы с кольцевой схемой ΔЗр-к>5%, следовательно дальше будем сравнивать кольцевую схему со смешанной схемой.

6.6.2 Пример сопоставления кольцевой и смешанной сети

На втором этапе сравним кольцевую и смешанную схемы.

Определим различающиеся части сравниваемых вариантов (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Натуральные показатели различающихся частей кольцевой и смешанной сети.

Схема	Количество выключателей, шт.	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением до 150 мм^2, км	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением 185-240 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением до 150 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением 185-240 мм^2, км	Кол-во п/ст с № типовых схем 4Н и 5Н, шт.	Кол-во п/ст с № типовых схем 9 и 13, шт.	Потери ΔР, МВт
кольцевая-смешанная	0	-50	0	84	0	0	0	0,111

Капитальные затраты на сооружение ВЛ для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Для кольцевой схемы:

$K^{2000}_{лэп\_к}$ = 1,2·(987·84)/1000=99,49 млн.руб.

$K^{2014}_{лэп\ \ к}$ = 99,49·0,8·3,66+99,49·0,2·7,9=448,501 млн.руб.

Для смешанной схемы:

$K^{2000}_{лэп\ \ с}$ = 1,2·(1495·50)/1000=89,7 млн. руб.

$K^{2014}_{лэп\ \ с}$ =89,7·0,8·3,66+89,7·0,2·7,9=404,368 млн. руб.

Капитальные затраты на сооружение подстанций для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Для кольцевой схемы:

$K^{2000}_{пс\ \ к}$ =0 руб.

$K^{2014}_{пс\ \ к}$ =0 руб.

Для смешанной схемы:

$K^{2000}_{пс\ \ с}$ =0 руб.

$K^{2014}_{пс\ \ с}$ =0 руб.

Издержки на возмещение потерь электроэнергии для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Для кольцевой схемы:

ΔW=0,111·4046,4=449,15 МВт·ч.

$И_{\Delta W}$ =449,15·2,12/1000=0,952 млн. руб.

Для смешанной схемы:

ΔW= 0 МВт·ч.

$И_{\Delta W}$ =0 млн. руб.

Дисконтированные затраты для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Для кольцевой схемы:

Зк=448,501·0,876+0·1,107+0,952·5,759=398,369 млн. руб.

Для смешанной схемы:

Зс=404,368·0,876+0·1,107+0·5,759=354,226 млн. руб.

Сравним дисконтированные затраты.

ΔЗк-с=100·(Зк-Зс)/Зс=100·(398,369-354,226)/354,226=12,46 %.

При сравнении кольцевой схемы со смешанной схемой ΔЗк-с>5%,

следовательно наиболее выгодной по дисконтированным затратам является смешанная схема.

7 Расчет основных режимов работы спроектированной сети

Расчеты установившихся режимов выбранной схемы сети заключаются в определении потокораспределения, потерь мощности и уровней напряжения для условий годового максимума (зимний максимум) и минимума (летний минимум) электрических нагрузок.

Расчетными режимами работы электрической сети являются установившиеся нормальные режимы (наибольших и наименьших нагрузок) и наиболее тяжелые установившиеся послеаварийные режимы (в период наибольших нагрузок), связанные с отключением линий каждой из частей сети, отличающихся номинальным напряжением.

Исходными данными для выполнения расчетов являются заданные рабочие напряжения на шинах источника питания, мощность нагрузок на шинах низшего напряжения подстанций, мощность компенсирующих устройств, установленных на подстанциях сети, и параметры схем замещения элементов электрической сети.

Расчет нормального режима наименьших нагрузок выполняется при заданном уменьшении нагрузок подстанций. Конденсаторные батареи, установленные на подстанциях, при расчете данного режима должны быть отключены во избежание выдачи реактивной мощности из проектируемой сети в электроэнергетическую систему.

Выбор отключаемой линии для расчета послеаварийного режима выполняется в каждом конкретном случае индивидуально. Чаще всего это может быть наиболее загруженная линия кольцевой части сети, отключение которой приводит к значительному перераспределению потоков мощности, или отключение одной цепи двухцепной линии, по которой получают питание все или большая часть подстанций.

Совпадение аварийных отключений двух и более элементов сети не рассматривается, как маловероятное.

Расчеты установившихся режимов выполняются на ПЭВМ с помощью программных комплексов по расчету установившихся режимов RastrWin, краткое руководство по работе с которым приведено в приложении 7.

7.1 Подготовка исходных данных

Перед проведением расчетов исходные данные необходимо представить в форме, понятной RastrWin. Для этого составляется схема замещения всей сети, на которой указываются номера всех узлов (включая среднюю точку трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов), которые должны быть уникальными и отличными от нуля целыми числами; номинальное напряжение для каждого узла; сопротивления и проводимости ветвей; коэффициент трансформации трансформаторов; мощности узлов нагрузки. Параметры ветвей, относящихся к трансформаторам, должны быть приведены к напряжению обмотки высшего напряжения. Поперечные ветви схем замещения линий обязательно, а трансформаторов желательно представлять соответствующими проводимостями, а не постоянным отбором или генерацией мощности; емкостный характер проводимости отражается знаком «минус». Коэффициент трансформации трансформатора определяется как отношение низшего номинального напряжения к высшему (т.е. коэффициент трансформации будет всегда меньше единицы). Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов коэффициент трансформации луча высшего напряжения задается равным единице. Для каждого узла нагрузки необходимо указать активную и реактивную мощность с учетом установленных компенсирующих устройств.

7.2 Пример подготовки исходных данных

Подготовить исходные данные для расчета режимов на ПЭВМ с помощью программных комплексов RastrWin.

Напряжение на шинах ИП при наибольших нагрузках 1.07, при наименьших нагрузках 1.03, при тяжелых авариях в сети 1.08 Uном. Наименьшая летняя нагрузка 80 % от наибольшей зимней.

Расчет режимов будем проводить для определенной в п.6.6 наиболее выгодной по дисконтированным затратам смешанной схемы сети вариант 8.

Составим схему замещения для этого пронумеровать все узлы сети. Узлами

являются шины высокого и низкою напряжения подстанций 1-5. Ветвями в схеме замещения являются линии и двухобмоточные трансформаторы. Параллельные элементы схемы представляются одной ветвью с эквивалентными параметрами.

Всем узлам схемы замещения присваиваем уникальные номера в диапазоне от 1 до 999.

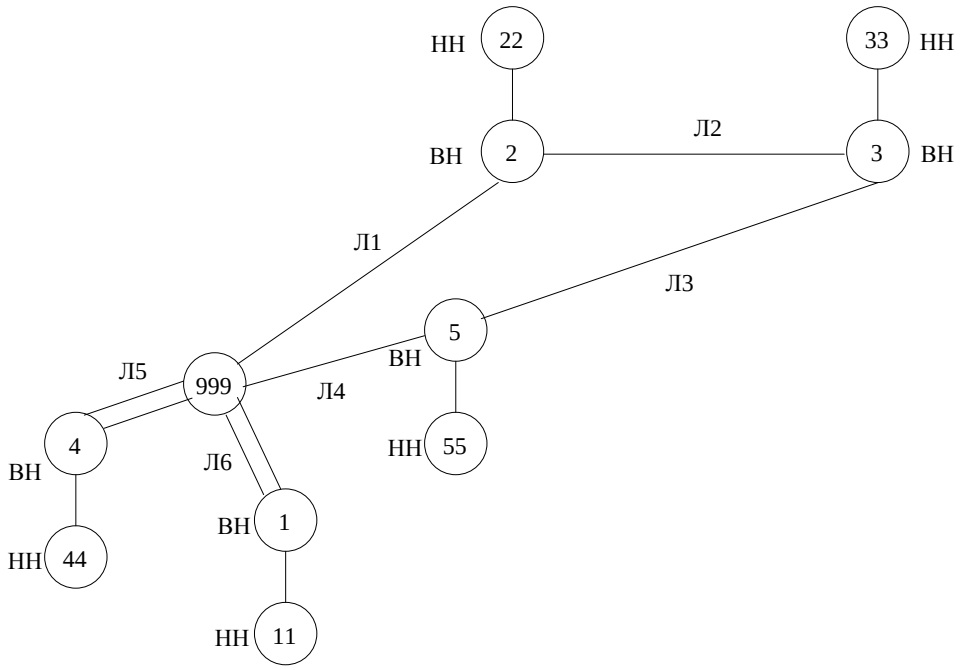


Рисунок 7.1 – Схема замещения сети (вариант 8)

Исходная информация по схеме замещения режим максимальных нагрузок

Таблица 7.1 – Исходная информация по узлам в максимальном режиме

№ узла	$U_{ном}$, кВ	$P_н$, МВт	$Q_н$, Мвар
999	117,7		
1	110		
2	110		
3	110		
4	110		
5	110		
11	10	16	6,74
22	10	16	6,12
33	10	26	10,4
44	10	14	5,28
55	10	13	3,77

Где № узла – присвоенный номер узла на схеме замещения сети; $U_{ном}$ – номинальное напряжение узла (для максимального режима Uб=1,07·110=117,7 кВ); $P_н$, $Q_н$ – активная и реактивная мощности нагрузки (для шин НН – наибольшая нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции с учетом компенсации реактивной мощности по условиям (2.5) и (4.11)).

Таблица 7.2- Исходная информация по ветвям в максимальном режиме

№ начала ветви	№ конца ветви	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	$K_{т/в}$
999	2	4,960	17,220		-117,936	-
2	3	8,160	16,800		-108,280	-
3	5	11,020	22,680		-146,178	-
5	999	2,710	9,320		-64,584	-
999	4	2,040	4,200		-108,280	-
999	1	3,060	6,300		-162,420	-
1	11	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
2	22	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
3	33	1,270	27,950	4,083	26,465	0,091
4	44	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096
5	55	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096

При вводе данных по ветвям задаются номера узлов, ограничивающих ветвь. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляется программой по значению, проставленному в поле $K_{т/в}$ (коэффициент трансформации).

Ветвь ВЛ: $R_л = \frac{l \cdot r_0}{n_ц}$, Ом $X_л = \frac{l \cdot x_0}{n_ц}$, Ом $B_л = l \cdot b_0 \cdot n_ц$, мкСм

где l - длинна трассы линии; $n_ц$ - количество цепей на ВЛ; $B_л$ – емкостная проводимость линии (вводим с отрицательным знаком), мкСм.

Трансформаторная ветвь:

При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. Первым (поле N_нач) должен стоять номер узла ВН, тогда вторым (поле N_кон) будет номер узла НН.

$R_т = \frac{r_т}{n_т}$, Ом $X_т = \frac{x_т}{n_т}$, Ом $G = \frac{\Delta P_x \cdot 2 \cdot 1000}{Uн^2}$, мкСм $B = \frac{\Delta Q_x \cdot 2 \cdot 1000}{Uн^2}$, мкСм

где n_m - количество параллельно работающих трансформаторов; r_m, x_m - каталожные данные трансформатора, Ом; G, B – проводимость шунта холостого хода для Г-образной схемы (B>0).

$K_{т/в} = \frac{U_{НОМ\ НН}}{U_{НОМ\ ВН}}$<1 – коэффициент трансформации ветви.

Например, для трансформатора в узле 11 ТДН-16000/110

$$K_{т/в} = \frac{11}{115} = 0{,}096;\ \ G = \frac{19 \cdot 2 \cdot 1000}{115^2} = 2{,}873 \text{ мкСм};\ B = \frac{112 \cdot 2 \cdot 1000}{115^2} = 16{,}938 \text{ мкСм}.$$

Исходная информация по схеме замещения режим минимальных нагрузок

Для минимального режима: Uб=1,03·110=113,3 кВ.

Наименьшая летняя нагрузка 80 % от наибольшей зимней:

$P_н^{\min} = 0{,}8 \cdot P_н^{\max}$ – активная мощность нагрузки для шин НН подстанции;

$Q_н^{\min} = 0{,}8 \cdot (Q_н^{\max} + Q_{ку})$ – реактивная мощность нагрузки на шинах НН подстанции без компенсации реактивной мощности по условиям (2.5) и (4.11).

Исходная информация по ветвям для режима минимальных нагрузок не изменится по отношению к исходной информации по ветвям в максимальном режиме.

Таблица 7.3 – Исходная информация по узлам в режиме минимальных нагрузок

№ узла	$U_{ном}$, кВ	$P_н$, МВт	$Q_н$, Мвар
999	113,3		
1	110		
2	110		
3	110		
4	110		
5	110		
11	10	12,8	7,552
22	10	12,8	9,216
33	10	20,8	8,32
44	10	11,2	6,384
55	10	10,4	3,016

Таблица 7.4- Исходная информация по ветвям в режиме минимальных нагрузок

№ начала ветви	№ конца ветви	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	$K_{т/в}$
999	2	4,960	17,220		-117,936	-
2	3	8,160	16,800		-108,280	-
3	5	11,020	22,680		-146,178	-
5	999	2,710	9,320		-64,584	-
999	4	2,040	4,200		-108,280	-
999	1	3,060	6,300		-162,420	-
1	11	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
2	22	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
3	33	1,270	27,950	4,083	26,465	0,091
4	44	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096
5	55	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096

Исходная информация по схеме замещения послеаварийного режима

Исходная информация по узлам в послеаварийном режиме не изменится по отношению к исходной информации по узлам в максимальном режиме, кроме напряжения балансирующего узла Uб=1,08·110=118,8 кВ.

Таблица 7.5 – Исходная информация по узлам в послеаварийном режиме

№ узла	$U_{ном}$, кВ	$P_н$, МВт	$Q_н$, Мвар
999	118,8		
1	110		
2	110		
3	110		
4	110		
5	110		
11	10	16	6,74
22	10	16	6,12
33	10	26	10,4
44	10	14	5,28
55	10	13	3,77

В послеаварийном режиме отключается линия от источника питания 5-999, так как при отключении этой линий будут наибольшие потери напряжения в сети,

а также по одной цепи двухцепных линий 999-4 и 999-1. Соответственно для линий 999-4 и 999-1 пересчитаны $R_л$, $X_л$, B.

Таблица 7.6- Исходная информация по ветвям в послеаварийном режиме

№ начала ветви	№ конца ветви	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	$K_{т/в}$
999	2	4,960	17,220		-117,936	-
2	3	8,160	16,800		-108,280	-
3	5	11,020	22,680		-146,178	-
999	4	4,080	8,400		-54,140	-
999	1	6,120	12,600		-81,210	-
1	11	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
2	22	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
3	33	1,270	27,950	4,083	26,465	0,091
4	44	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096
5	55	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096

7.3 Анализ результатов расчетов режимов

Для каждого из 3 режимов в приложения к пояснительной записке после проведения расчетов прилагается распечатки окон «Узлы», «Ветви», «Узлы+Ветви» и «Районы+Потери».

По окончании расчета на ПЭВМ нормальном режиме наибольших нагрузок следует проверить, не оказалась ли реактивная мощность, передаваемая из электроэнергетической системы в спроектированную электрическую сеть, больше располагаемой реактивной мощности источника питания. В случае превышения располагаемой реактивной мощности необходимо разместить дополнительные конденсаторные батареи соответствующей мощности на подстанциях сети, руководствуясь условием (4.11).

По результатам расчета нормального режима наибольших нагрузок необходимо сопоставить суммарные потери активной мощности в спроектированной сети с характерными для сетей 110-220 кВ значениями потерь, составляющими 4 – 5 %.

В нормальном режиме наименьших нагрузок (при отключенных конденсаторных батареях) необходимо проверить, не оказалась ли реактивная

мощность, передаваемая из электроэнергетической системы в спроектированную электрическую сеть, отрицательной, что свидетельствует о выдаче реактивной мощности из спроектированной сети в систему и в соответствии с [2] недопустимо. В этом случае необходимо проанализировать причины и предложить мероприятия по устранению выдачи реактивной мощности из спроектированной сети в электроэнергетическую систему.

После расчета послеаварийного режима, как правило, оказывается, что реактивная мощность, передаваемая из электроэнергетической системы в спроектированную электрическую сеть, больше располагаемой реактивной мощности источника питания. Так как такой режим работы сети относительно кратковременен и не скажется на экономичности работы системы в целом, то в этом случае допускается отклонение от заданного потребления реактивной мощности. Установка дополнительных компенсирующих устройств в электрической сети не предусматривается, а повышенное потребление реактивной мощности покрывается за счет использования аварийного резерва реактивной мощности в электроэнергетической системе.

Для всех рассматриваемых режимов необходимо сделать выводы о достаточности регулировочного диапазона устройств РПН трансформаторов и приемлемости уровней напряжения на шинах 6(10) кВ понижающих подстанций. Если уровень напряжения на шинах 6(10) кВ понижающих подстанций неприемлем, то необходимо предложить мероприятия по введению напряжений в допустимые границы.

Регулировочные отпайки выбираются исходя из желаемых напряжений на стороне НН подстанций. Применительно к районным подстанциям в соответствии с принципом встречного регулирования устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 6-20 кВ подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. В аварийных режимах допускается дополнительное снижение напряжения на 5%.

Отсюда в качестве желаемых напряжений на стороне НН подстанций можно задать:

– $1,05 \cdot U_{ном}$ для режима максимальных нагрузок;

– $1,00 \cdot U_{ном}$ для режима минимальных нагрузок

– $1,05 \cdot U_{ном}$ – для послеаварийного режима, с допустимостью снижения напряжения до уровня $0,95 \cdot U_{ном}$.

Понижающие трансформаторы имеют РПН в нейтрали обмотки высшего напряжения. Ответвление высшей части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{н.жел}$, может быть определено по выражению

$$n_{жел} = \left(\frac{U_{нн}}{U_{н.жел}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{отв}}, \tag{7.1}$$

где $U_{нн}$ - действительное напряжение НН подстанции; $\Delta U_{отв}$ – ступень регулирования напряжения, %.

Вычисленное значение округляется до ближайшего целого числа с учетом максимального числа ответвлений. После этого следует определить действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции:

$$U_{н}^{дейтв} = \frac{U_{нн}}{1 + n \frac{\Delta U_{отв}}{100}} \tag{7.2}$$

и отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения:

$$\delta U = \frac{U_{н}^{дейтв} - U_{ном}}{U_{ном}} 100\%. \tag{7.3}$$

Падение напряжения не должно превышать пределов регулирования РПН трансформаторов самого удаленного пункта потребления. Если же падение напряжения окажется больше, чем возможность регулирования следует рассмотреть вопрос дополнительных средств регулирования напряжения.

В качестве дополнительных средств регулирования могут быть использованы:

– линейный регулировочный трансформатор, включаемый последовательно

в цепь с обмотками низшего напряжения;

– дополнительные конденсаторные батареи.

Мощность линейных регулировочных трансформаторов выбирается по условию (5.1).

Значение дополнительной мощности конденсаторных батарей определим из выражения для потерь напряжения:

$$\Delta U_{жел} = \frac{\sum P \cdot R + (Q - Q_{ку\,доп}) \cdot X}{U_{ном}}. \qquad (7.4)$$

Откуда необходимая мощность конденсаторных батарей

$$Q_{ку\,доп} \approx \frac{(\Delta U_{жел} - \Delta U_{дейст}) \cdot U_{ном}}{X_{\Sigma}}, \qquad (7.5)$$

где $\Delta U_{жел}$ – желаемая потеря напряжения в послеаварийном режиме с учетом регулировочного диапазона устройства РПН трансформатора, например для трансформатора 110 кВ регулировочный диапазон устройства РПН 9·1,78=16%, что составляет 16·110/100=17,6 кВ;

$\Delta U_{дейст}$ – действительная наибольшая потеря напряжения по результатам расчета на ПЭВМ $\Delta U_{дейст} = U_{цп} - U_{\min}$, кВ;

$U_{цп}$ – действительное напряжение центра питания, кВ;

$U_{\min}$ – действительное напряжение самого удаленного потребителя, кВ;

X_{Σ} – суммарное реактивное сопротивление сети от центра питания до самого удаленного потребителя с напряжением $U_{\min}$ и где планируется установка конденсаторных батарей, Ом.

Число и мощность конденсаторных батарей рассмотрено в п. 2.5.

7.4 Пример анализ результатов расчетов режимов

Провести анализ результатов расчета режима и выбор регулировочных ответвлений на трансформаторах понизительных подстанций.

Результаты расчета режимов по исходным данным п.7.2 представлены на рисунках П.7.1-П.7.4.

Располагаемая реактивная мощность источника питания, определенная по выражению (4.10) равна $Q_{ист} = 34$ Мвар.

Нормальный режим наибольших нагрузок.

Реактивная мощность, потребляемая районом проектируемой сети $Q_{района}$ = 32,4 Мвар, меньше выдаваемой с шин источника питания. Дополнительные КУ устанавливать не нужно.

Суммарные потери активной мощности в спроектированной сети 1,43 МВт включающие в себя: потери в линиях 0,93 МВт; потери в трансформаторах 0,31 МВт; потери холостого хода в трансформаторах 0,19 МВт. Что составляет 1,66 % от поступившей в сеть активной мощности. Это меньше характерных для сетей 110-220 кВ значениями потерь, составляющими 4 -5 %.

Нормальный режим наименьших нагрузок.

Реактивная мощность, потребляемая районом проектируемой сети, не является отрицательной и равна 33,1 Мвар. Проектируемая сеть не выдает реактивную мощность в систему, что являлось бы недопустимым.

Послеаварийный режим.

Реактивная мощность, потребляемая районом проектируемой сети $Q_{района}$ = 42,1 Мвар, больше выдаваемой с шин источника питания. Однако такой режим работы краткосрочный и не скажется на экономичности работы системы в целом, установка дополнительные КУ не предусматривается, а повышенное потребление реактивной мощности покрывается за счет использования аварийного резерва реактивной мощности в электроэнергетической системе.

Выбора отпаек РПН трансформаторов в режиме максимальных нагрузок

$U_{н.жел} = 1,05 \cdot U_{ном} = 10,5$ кВ.

Подстанция №1 в максимальном режиме:

$$n_{жел} = \left(\frac{10,93}{10,5} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = 2,3 \approx 2$$

$$U_н^{дейтв} = \frac{10,93}{1 + 2 \cdot \frac{1,78}{100}} = 10,55 \text{ кВ}$$

$$\delta U = \frac{|10,55 - 10|}{10} \cdot 100 = 5,54\%$$

Расчет по другим подстанциям произведен аналогично, результаты расчета сведены в таблицы 7.7 – 7.9.

Таблица 7.7 – Результат выбора отпаек РПН трансформаторов в режиме максимальных нагрузок

№	Регулирование напряжения	$U_{нн}$	$U_{н\ жел}$	$\Delta U_{отв}$	$n_{жел}$	n	$U_н^{дейтв}$	δU
11	±9х1,78%	10,93	10,5	1,78	2,30	2	10,55	5,54
22	±9х1,78%	10,76	10,5	1,78	1,39	1	10,57	5,72
33	±9х1,78%	10,04	10,5	1,78	-2,46	-2	10,41	4,11
44	±9х1,78%	10,87	10,5	1,78	1,98	2	10,50	4,96
55	±9х1,78%	10,86	10,5	1,78	1,93	2	10,49	4,87

Таблица 7.8 – Результат выбора отпаек РПН трансформаторов в режиме минимальных нагрузок

№	Регулирование напряжения	$U_{нн}$	$U_{н\ жел}$	$\Delta U_{отв}$	$n_{жел}$	n	$U_н^{дейтв}$	δU
11	±9х1,78%	10,48	10	1,78	2,70	3	9,95	0,51
22	±9х1,78%	10,21	10	1,78	1,18	1	10,03	0,31
33	±9х1,78%	9,73	10	1,78	-1,52	-2	10,09	0,89
44	±9х1,78%	10,38	10	1,78	2,13	2	10,02	0,23
55	±9х1,78%	10,51	10	1,78	2,87	3	9,98	0,23

Таблица 7.9 – Результат выбора отпаек РПН трансформаторов в послеаварийном режиме

№	Регулирование напряжения	$U_{нн}$	$U_{н\ жел}$	$\Delta U_{отв}$	$n_{жел}$	n	$U_н^{дейтв}$	δU
11	±9х1,78%	10,96	10,5	1,78	2,46	2	10,58	5,83
22	±9х1,78%	10,5	10,5	1,78	0,00	0	10,50	5,00
33	±9х1,78%	9,4	10,5	1,78	-5,89	-6	10,52	5,24
44	±9х1,78%	10,93	10,5	1,78	2,30	2	10,55	5,54
55	±9х1,78%	9,68	10,5	1,78	-4,39	-4	10,42	4,22

Во всех режимах регулировочного диапазона устройств РПН трансформаторов достаточно и уровни напряжений на шинах 10 кВ подстанций могут поддерживаться в допустимых пределах.

8 Технико-экономические показатели спроектированной сети

По результатам выбора схемы сети и результатам расчета режима наибольших нагрузок необходимо определить технико-экономические показатели спроектированной сети, по которым можно судить об обоснованности принятых решений.

8.1 Основные технико-экономические показатели спроектированной сети

К основным технико-экономическим показателям относятся:

– суммарные капиталовложения на сооружение спроектированной электрической сети;

– суммарные ежегодные издержки на передачу электроэнергии по спроектированной электрической сети;

– суммарные потери электроэнергии в спроектированной сети, в именованных единицах и в процентах от полезно отпущенной потребителям активной мощности и электроэнергии;

– себестоимость передачи электроэнергии по спроектированной электрической сети от шин заданного источника питания до шин 6 (10) кВ понижающих подстанций.

Суммарные капиталовложения учитывают **полную** стоимость сооружения **всех** линий и подстанций спроектированной сети от шин заданного источника питания сети до шин 6(10) кВ понижающих подстанций и рассчитываются на основе подраздела 6.2 по выражениям (6.3)-(6.11). Кроме того количество ячеек КРУН в РУ НН на *i*-ой подстанции определяется по выражению:

$$n_{яч\,i} = n_i + a_i + a_{ку\,i}, \qquad (8.1)$$

где a_i – количество ячеек КРУН в РУ НН, $a_i=3$, если на подстанции 2 двухобмоточных трансформатораили; $a_i=6$, если на подстанции 2 двухобмоточных трансформатора с расщепленной обмоткой; n_i – количество

ячеек КРУН количество на отходящих фидерах подстанции; $a_{ку\,i}$ – количество ячеек КРУН на КУ i-ой подстанции.

Количество фидеров на подстанции определяются по формуле:

$$n_i = P_{нбi} / P_{эк}, \tag{8.2}$$

где $P_{нбi}$ – наибольшая активная мощность нагрузки i-ой подстанции; $P_{эк}$ - экономическая мощность линии 6-20 кВ (1,5-2 МВт).

Суммарные ежегодные издержки на передачу электроэнергии по спроектированной сети учитывают суммарные ежегодные издержки на эксплуатацию всех линий и подстанций сети, включая издержки на амортизацию и издержки на возмещение потерь электроэнергии во всех линиях и элементах подстанций сети и рассчитываются на основе подраздела 6.3 и выражений (6.12)-(6.21).

Суммарные потери активной электроэнергии ΔW_{Σ} учитывают нагрузочные потери и потери на корону во всех воздушных линиях, нагрузочные потери и потери холостого хода в трансформаторах всех подстанций, диэлектрические потери во всех установленных на подстанциях сети батареях конденсаторов и рассчитываются на основе подразделов 6.3 и 7.3 и выражений (6.18) – (9.21).

Нагрузочные потери активной мощности во всех воздушных линиях, нагрузочные потери и потери холостого хода в трансформаторах всех подстанций могут быть определены по результатам расчета нормального режима наибольших нагрузок из окна «*Районы+Потери*».

Потери на корону при отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяются по таблице П.8.1 в зависимости от региона расположения линии. Распределение субъектов Российской Федерации по регионам приведено в таблице П.8.2 в соответствии с [17].

При расчете потерь электроэнергии на корону на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в таблице П.8.1, значения таблицы П.8.1, умножаются на отношение $F_m / F_ф$, где F_m – суммарное сечение проводов фазы,

приведенное в таблице П.8.1; $F_ф$ – фактическое сечение проводов линии.

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается умножением данных, приведенных в таблице П.8.1, на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{Uкор} = 6,88U_{отн}^2 - 5.88U_{отн}, \tag{8.3}$$

где $U_{отн}$ – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

В случае отрицательного значения коэффициента, определяемого по формуле (8,3), (при низких рабочих напряжениях) значение коэффициента принимается равным нулю.

Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах – батареях статических конденсаторов – определяются по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta P_{КУ} S_{КУ} T_{раб}, \text{ кВт·ч} \tag{8.4}$$

где $\Delta P_{КУ}$ – удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ, кВт/квар; $S_{КУ}$ – мощность КУ, квар, $T_{раб}$ – 6000 ч.

При отсутствии паспортных данных оборудования значение $\Delta P_{КУ}$ принимается равным: для БК – 0,003 кВт/квар [17].

Суммарные потери активной электроэнергии $\Delta W_{\Sigma\%}$ в спроектированной электрической сети в процентах от полезно отпущенной потребителям активной электроэнергии $W_{отп\Sigma}$ определяются соответственно по выражениям:

$$\Delta W_{\Sigma\%} = \frac{\Delta W_{\Sigma}}{W_{отп\Sigma}} \cdot 100. \tag{8.5}$$

Полезно отпущенная потребителям активная мощность определяется как сумма наибольших нагрузок на шинах 10 кВ всех подстанций сети без учета коэффициентов одновременности:

$$P_{нб\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} P_{нб\,i}. \tag{8.6}$$

Полезно отпущенная потребителям электроэнергия с шин 10 кВ всех подстанций сети за год определяется выражением

$$W_{отп\Sigma} = P_{нб\Sigma} T_{нб}. \tag{8.7}$$

Стоимость сооружения сети, отнесенную к 1 МВт наибольшей мощности:

$$K_{уд} = K_{\Sigma} / W_{отп\Sigma}. \quad (8.8)$$

Себестоимость передачи электроэнергии по спроектированной сети определяется по выражению:

$$c = И_{\Sigma} / W_{отп\Sigma}. \quad (8.9)$$

КПД передачи электроэнергии:

$$\eta = \frac{P_{нб\Sigma}}{P_{ист}} \cdot 100\%, \quad (8.10)$$

где $P_{ист}$ – активная мощность, отпущенная в спроектированную сеть с шин источника питания.

8.2 Пример расчета основных технико-экономических показателей спроектированной сети

Для смешанной схемы сети вариант 8 рассчитать основные технико-экономические показатели.

Капитальные вложения в линии:

Капиталовложения на сооружение ВЛ в базисных ценах определяем по выражению (6.4):

$K_{лэп}^{2000} = 1{,}2 \cdot (50 \cdot 1495 + 94 \cdot 987 + 65 \cdot 1100)/1000 = 286{,}834$ млн. руб.

Капитальные вложения на сооружение ВЛ в текущем уровне цен определяется по выражению (6.5):

$K_{лэп}^{2014} = 286{,}834 \cdot 0{,}8 \cdot 3{,}66 + 286{,}834 \cdot 0{,}2 \cdot 7{,}9 = 1293{,}048$ млн. руб.

Капитальные вложения на подстанции:

Суммарные капиталовложения в трансформаторы определяем по выражению (6.8):

$K_{тр}^{2000} = 2 \cdot (5546 + 5546 + 6674 + 3854 + 3854)/1000 = 50{,}948$ млн. руб.

Суммарные капиталовложения в РУ определяем по выражению (6.9):

Суммарные капиталовложения в РУ ВН и выключатели на ПС А

$K^{2000}_{ру\ вн} + K^{2000}_{выкл} =$ 19·6580/1000=125,02 млн. руб.

Суммарные капиталовложения в РУ НН определяем по выражению (6.10).

Стоимость ячейки КРУ 10(6) кВ с выключателем 0,150 млн.руб. (таблица П.6.5). Количество ячеек КРУН на *i*-ой подстанции определим по выражению (8.1) результаты представим в таблице 8.1, $P_{эк}$=1,6 МВт.

Таблица 8.1 – Количество ячеек КРУН в РУ НН подстанций

№ п.ст	$P_{нбi}$, МВт	n_i, шт	a_i, шт	$a_{ку\,i}$, шт	$n_{ячi}$, шт
1	16	10	3	2	15
2	16	10	3	2	15
3	26	18	6	0	24
4	14	10	3	2	15
5	13	10	3	0	13
Итого					82

$K^{2000}_{ру\ нн} =$ 150·82/1000=12,3 млн. руб.

Постоянная часть затрат в ПС определяем по выражению (6.11)

$K^{2000}_{пост\ пс} =$ (5·10340+0·19740)/1000=51,7 млн. руб.

Суммарные капиталовложения устанавливаемых на подстанции батарей конденсаторов:

$K^{2000}_{ку} =$ 274·10,8/1000=2,959 млн. руб.

Капиталовложения на сооружение ПС в базисных ценах определим по выражению (6.6):

$K^{2000}_{пс} =$ 1,2·(50,948+125,02+12,3+51,7+2,959)=291,512 млн. руб.

Капитальные вложения на сооружение ПС в текущем уровне цен определим по выражению (6.7):

$K^{2015}_{пс} =$ 291,512·0,22·5,76+291,512·0,61·4,02+291,512·0,17·7,9=1475,75 млн.руб.

Суммарные капиталовложения на сооружение сети определим по выражению (6.3), где 1,16 коэффициент учитывающий удлинение трасс по сравнению с прямой:

K_{Σ} = 1,16·1293,048+1475,75=2975,686 млн. руб.

Суммарные ежегодные издержки на передачу электроэнергии по сети

Ежегодные эксплуатационные издержки ВЛ

$И_{экспл\,ВЛ}$ = 1,16·1293,048·7,47/100=112,045 млн.руб.

Ежегодные эксплуатационные издержки ПС

$И_{экспл\,ПС}$ = 1475,75·10,9/100=160,857 млн. руб.

Потери электроэнергии в элементах электрической сети:

– Нагрузочные потери в ВЛ определим по выражению (6.19)

$\Delta W_{ВЛ}$ =0,93·4046,4=3763,152 МВт·ч

– Потери на корону в ВЛ

$K_{Uкор} = 6,88 \cdot 1,05^2 - 5,88 \cdot 1,05 = 1,4112$

$\Delta W_{кор}$ =1,4112·0,66·(120/150·50·2+120/150·94+120/240·65)/1000=0,175 МВт·ч.

– Нагрузочные потери в трансформаторах всех подстанций

$\Delta W_{тр}$ =0,31·4046,4=1254,384 МВт·ч

– Потери холостого хода в трансформаторах всех подстанций

$\Delta W_{хх}$ =0,19·4046,4=768,816 МВт·ч

– Диэлектрические потери во всех установленных на подстанциях сети батареях конденсаторов

$\Delta W_{КУ}$ =0,003·6000·10,8=194,4 МВт·ч,

где $\Delta P_{КУ}$ для БК равно 0,003 кВт/квар.

Суммарные годовые потери электроэнергии в элементах электрической сети:

ΔW_{Σ} =ΔW=3763,152+0,175+1254,384+768,816+194,4=5980,927 МВт·ч.

Суммарные ежегодные издержки на возмещение потерь электроэнергии в элементах электрической сети из расчета стоимости потерь электроэнергии 2,12 руб/(кВт·ч):

$И_{\Delta W} = 5980{,}927 \cdot 2{,}12/1000 = 12{,}68$ млн. руб.

$И_{\Sigma} = 112{,}045 + 160{,}857 + 12{,}68 = 285{,}582$ млн. руб.

Полезно отпущенная потребителям электроэнергия с шин 10 кВ всех подстанций сети за год:

$W_{отп\Sigma} = 85 \cdot 5423{,}5 = 460997{,}5$ МВт·ч

Стоимость сооружения сети, отнесенную к 1МВт наибольшей мощности:

$К_{уд} = 1000 \cdot 2975{,}686/460997{,}5 = 6{,}455$ тыс. руб./МВт·ч

Суммарные потери электроэнергии в спроектированной электрической сети в процентах от полезно отпущенной потребителям электроэнергии:

$\Delta W_{\Sigma\%} = (5980{,}927/460997{,}5) \cdot 100 = 1{,}3$ %.

с=1000000·285,582/460997,5=619,49 руб/МВт·ч.

КПД передачи электроэнергии:

$\eta = (85/86{,}4) \cdot 100 = 98{,}38$ %.

9 Задание и указания по оформлению курсового проекта

Каждому студенту выдается индивидуальное задание на выполнение курсового проекта. В котором указываются:

– регион страны, в котором проектируется электрическая сеть;

– схема географического расположения источника питания района и пунктов потребления электроэнергии;

– прогнозируемые значения наибольших активных нагрузок пунктов на пятый год нормальной эксплуатации проектируемой сети и коэффициентов реактивной мощности нагрузок на шинах низшего напряжения, которые условно принимаются одинаковым во всех режимах;

– коэффициент реактивной мощности источника питания;

– уровни напряжения, которые поддерживаются на шинах источника питания в режиме наибольших, наименьших нагрузок и в послеаварийном режиме;

– состав потребителей всех подстанций;

– вторичное напряжение всех сооружаемых подстанций.

Источником питания проектируемой районной сети являются шины узловой подстанции 220/110/35 кВ, входящей в состав электроэнергетической системы. Источник питания в режиме наибольших нагрузок обеспечивает полную выдачу всей необходимой активной мощности для потребителей проектируемой сети.

Общий вид задания приведен в приложении 9.

После выполнения курсового проекта оформляется сброшюрованная расчетно-пояснительная записка, в составе которой должны быть титульный лист, оригинал задания на проект, содержание (оглавление), основной текст по всем этапам разработки проекта с необходимыми рисунками, графиками, таблицами, ссылками на литературные источники и т.п., список используемой литературы.

Расчетно-пояснительная записка должна быть четко поделена на разделы и подразделы. Деление записки на разделы, как правило, совпадает с делением,

принятым в настоящих методических указаниях. Каждый раздел в записке должен начинаться с четкой формулировки задачи проектирования в данном разделе. Далее приводятся нормы, критерии и требования, которые должны быть соблюдены при разработке вопроса, а также – конкретные исходные данные для расчетов. На основании сформулированных требований намечаются возможные варианты решения поставленной задачи (например, варианты схемы и конфигурации сети, варианты возможных размещений компенсирующих устройств и др.). Здесь должно быть обращено особое внимание на описание и обоснование предлагаемых вариантов и применяемых методов расчетов и решений.

При выполнении первого из расчетов того или иного типа дается обоснование или пояснение по применяемому методу расчета и расчетная формула в общем виде. Далее однократно показывается численная подстановка конкретных исходных данных в расчетную формулу и приводится результат вычисления. Во всех последующих случаях применения тех же расчетных методов и формул приводятся лишь результаты расчетов, сведенные в продуманные, удобочитаемые таблицы.

Следует обратить особое внимание на письменный анализ результатов каждого этапа проектирования. На основании такого анализа формируются выводы о выполнении задачи проектирования в данном разделе, соблюдении норм и условий проектирования и др. Такие выводы в большинстве случаев являются исходным материалом для следующего этапа проектирования.

По проекту выполняется лист графического материала (плаката) на листе формата А1, на котором изображается полная принципиальная схема электрических соединений спроектированной сети (должны быть показаны все линии электропередачи, трансформаторы, выключатели и разъединители 10-110(220) кВ).

Список используемой литературы

1. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с.

2. Предельные значения коэффициента реактивной мощности // Приказ Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 22.02.2007 № 49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)».

3. Справочник электрика/ Под ред. Э.А. Киреевой и С.А. Цырука. – М.: Колос, 2007. – 464 с.

4. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.

5. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 (СТО 59012820-29.240.30.003-2009) Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС».

6. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012.

7. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007-29.240.124-2012). Утверждён приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385.

8. Сборник укрупненых показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». Утвержденный Приказом ОАО «Холдинг МРСК» №488 от 20.09.2012.

9. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов/ Под ред. В.М. Блок. М.: Высшая

школа, 1990. 388 с.

10. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

12. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. М.: Экономика, 2000. – 421 с.

13. Экономика промышленности: В 3 т. Т. 1. Общие вопросы экономики: учебное пособие для втузов / Н.Н. Кожевников и др.; ред. А.И. Барановский и др. – М.: Изд-во МЭИ, 1997. – 696 с.

14. Экономик а промышленности: В 3 т. Т. 2. Экономика и управление объектами. Кн. 2: РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети: учебное пособие для вузов по техническим специальностям и направлениям / Н.Н. Кожевников, и др.; ред. А.И. Барановский и др. – М.: Изд-во МЭИ, 1998. – 368 с.

15. Зуев Э.Н. Выбор основных параметров линий электропередачи районных электрических сетей в современных условиях. – М.: Информэлектро, 2003, – 64 с.

16. Методика расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде // Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 года № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

17. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям // Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям"

Приложение 1

Таблица П.1 – Зимние и летние суточные графики нагрузки

Вариант 1												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1
лето	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,7	0,7	0,7	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	1	1	1	1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1
лето	0,7	0,7	0,7	0,7	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1
Вариант 2												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	1	1	1	1	1	1
лето	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	1	1	1	1	1	1	1	1	0,2	0,2	0,2	0,2
лето	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2
Вариант 3												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,4	0,4	0,4	0,6	0,6	1	1	1	1	1	1	0,8
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	1	1	1	1	1	1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
лето	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Вариант 4												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,8	0,8	1	1	1	1	1
лето	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	1	0,3	0,3	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,6	0,4	0,3	0,3
лето	0,8	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Вариант 5												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	1	1	1	1	1	1	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4
лето	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	0,3	0,3
Вариант 6												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,7	0,7	0,7	1	1	1	1	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4
лето	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3	0,3	0,3

Продолжение таблицы П.1 – Зимние и летние суточные графики нагрузки

Вариант 7												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
лето	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	0,6	0,6	0,6
лето	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Вариант 8												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,9	0,8	0,7	0,8	0,8
лето	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	0,8	0,8	0,9	1	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
лето	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Вариант 9												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7
лето	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	1	1	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5
лето	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,9	0,9	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Вариант 10												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,8	1	1	1	1	0,8
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,9	0,9	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5
лето	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,8	0,7	0,3	0,3	0,3

Приложение 2

Таблица П 2.1 – Технические характеристики конденсаторных установок УКЛ[1]

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, квар	Вид климатического исполнения	Категория размещения
Установки конденсаторные с размещением ячейки ввода слева (справа), с разъединителем				
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-450 У3	6,3 (10,5)	450	У	3
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-900 У3		900		3
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-1350 У3		1350		3
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-1800 У3		1800		3
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-2250 У3		2250		3
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-2700 У3		2700		3
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-3150 У3		3150		3
УКЛ56-6,3(10,5)-450 У1		450		1
УКЛ56-6,3(10,5)-900 У1		900		1
УКЛ56-6,3(10,5)-1350 У1		1350		1
УКЛ56-6,3(10,5)-1800 У1		1800		1
Установки конденсаторные с размещением ячейки ввода слева (справа), без разъединителя				
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-450 У3	6,3 (10,5)	450	У	3
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-900 У3		900		3
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-1350 У3		1350		3
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-1800 У3		1800		3
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-2250 У3		2250		3
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-2700 У3		2700		3
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-3150 У3		3150		3
УКЛ57-6,3(10,5)-450 У1		450		1
УКЛ57-6,3(10,5)-900 У1		900		1
УКЛ57-6,3(10,5)-1350 У1		1350		1
УКЛ57-6,3(10,5)-1800 У1		1800		1

[1] Таблица 5.4 в [3].

Приложение 3

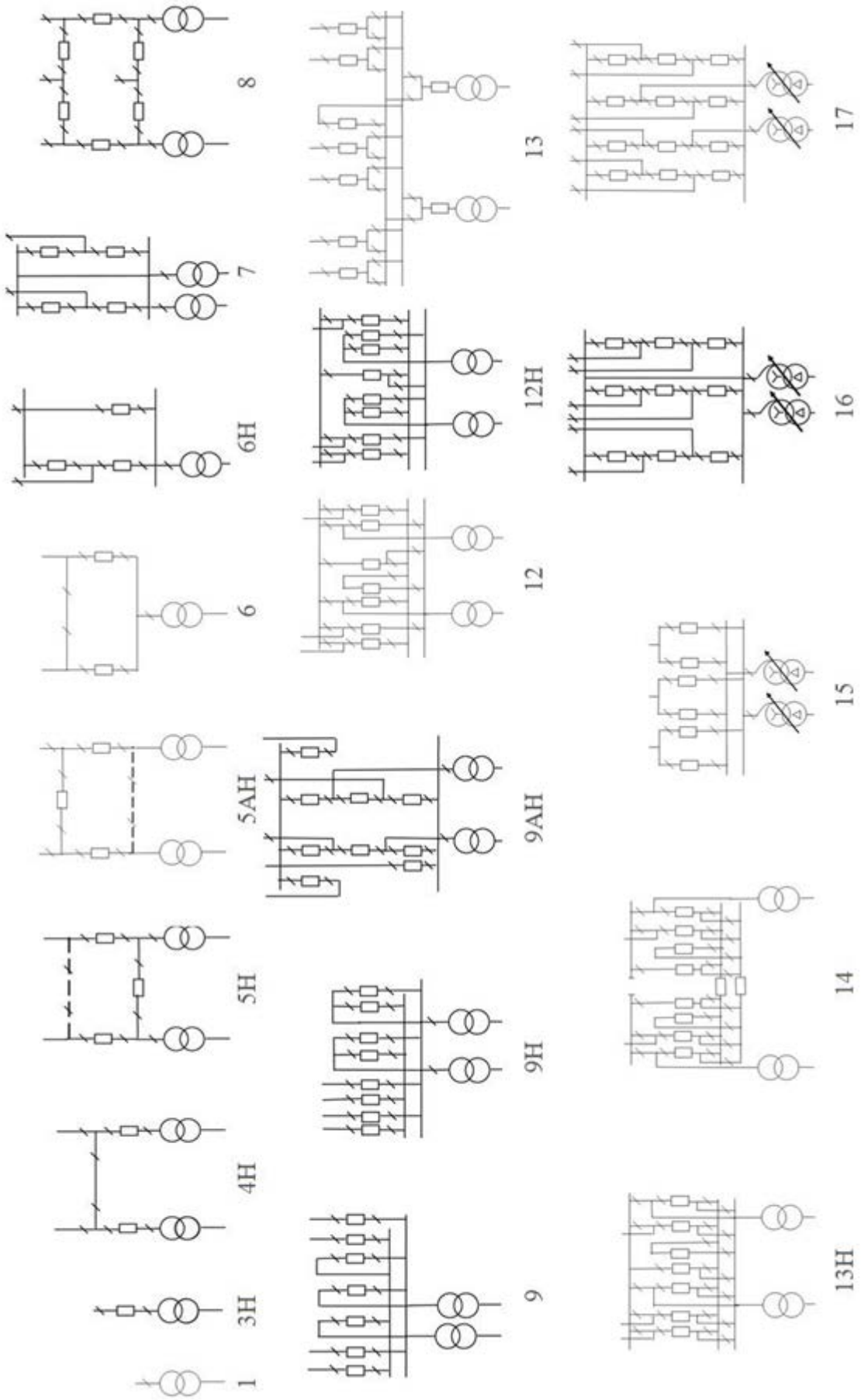


Рисунок П 3.1 Типовые схемы РУ 35-750 кВ. Цифры соответствуют номерам типовых схем (схемы, рекомендуемые в первую очередь, выделены толстыми линиями)

Таблица П 3.1 – Перечень типовых схем по классам напряжения 35-750 кВ и области их применения

Номер типовой схемы	Наименование схемы	Область применения	
		В РУ напряжением	Другие условия
1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	35-220 кВ	Тупиковые однотрансформаторные ПС при их питании короткой линией не имеющей ответвлений.
3Н	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	20-500 кВ	Тупиковые или ответвительные однотрансформаторные ПС при необходимости автоматического отключения поврежденного Т от ВЛ, питающей несколько ПС. В схеме пускового этапа РУ (с переходом при дальнейшем развитии к более сложной схеме).
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	35-220 кВ	Тупиковые или ответвительные двухтрансформаторные ПС питаемые по 2-м ВЛ.
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35-220 кВ	Проходные двухтрансформаторные ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме работы ПС (при равномерном графике нагрузок).
5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	35-220 кВ	Проходные двухтрансформаторные ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при к.з. (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок).
6	Заход-выход	110-220 кВ	Проходные или ответвительные однотрансформаторные ПС с двусторонним питанием, начальный этап более сложной схемы.
6Н	Треугольник	110-750 кВ	Для РУ 110-220 кВ однотрансформаторных ПС. Данная схема является альтернативой схеме 6 (заход-выход). Для РУ 330-750 кВ используется как начальный этап более сложных схем.
7	Четырехугольник	110-750 кВ	Для двухтрансформаторных ПС питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. Может применяться в качестве начального этапа схемы «трансформаторы-шины». Схема является альтернативой схемам «мостиков» и по многим показателям является предпочтительной.

Продолжение таблицы П 3.1

Номер типовой	Наименование схемы	Область применения	
		В РУ	Другие условия

схемы		напряжением	
8	Шестиугольник	110-330 кВ	Для двухтрансформаторных узловых ПС с 4-я ВЛ или с другим соотношением из 6 присоединений.
9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	20-220 кВ	Для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин.
9Н	Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через раз-вилку из выключателей	110-220 кВ	Тоже, что и для схемы 9 и при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов.
9АН	Одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку	110-220 кВ	Тоже, что и для схем 9 и 9Н и при повышенных требованиях к сохранению в работе особо ответственных ВЛ и трансформаторов.
12	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	110-220 кВ	В РУ с 5-ю и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы. В РУ с устройствами для плавки гололеда. При наличии других обоснований.
12Н	Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через раз-вилку из выключателей	110-220 кВ	Тоже, что и для схем 12, но при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов. При наличии других обоснований.
13	Две рабочие системы шин	110-220 кВ	При 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин; при необходимости деления сети.

Продолжение таблицы П 3.1

Номер типовой	Наименование схемы	Область применения	
		В РУ	Другие условия

схемы		напряжением	
13Н	Две рабочие и обходная системы шин	110-220 кВ	Тоже, что и для схем 13, но при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при планов выводе выключателей из работы. В РУ с устройством для плавки гололеда. При реконструкции и наличии других обоснований.
14	Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединитель-ными выключателями	110-220 кВ	Тоже, что и для схем 13Н мощных узловых ПС с 3-4-я трансформаторами и числом присоединений более 15. При реконструкции и наличии других обоснований.
15	Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя	330-750 кВ	Для обеспечения 100% резервирования подключения ВЛ (через 2 выключателя). При реконструкции и наличии других обоснований.
16	Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий	220-750 кВ	Применяется для РУ подстанций при 5 и более линиях, подключаемых в «полуторную» цепочку, при необходимости подключения ВЛ через 2 выключателя.
17	Полуторная схема	220-750 кВ	Применяется при 6 и более присоединениях, при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений. При других обоснованиях.

Приложение 4

Таблица П 4.1 – Нормированные значения плотности тока для ВЛ [6]

Проводники	Плотность тока, А/мм^2, при числе часов использования максимума нагрузки, T_{max}, ч/год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,0	1,7	1,4
алюминиевые	1,0	0,9	0,8

Таблица П 4.2 – Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных проводов марок АС, АСК (допустимая температура нагрева +70 °С при температуре воздуха +25 °С) [6]

Сечение (алюминий/сталь), мм^2	Ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	вне помещений	внутри помещений	500	330	220	150	110	35
35/6,2	175	135	–	–	–	–	–	10
50/8	210	165	–	–	–	–	–	12
70/11	265	210	–	–	–	–	47,6	15,2
95/16	330	260	–	–	–	–	59,3	18,9
120/19	390	313	–	–	–	93,6	68,7	21,8
150/24	450	365	–	–	–	110,3	80,9	25,7
185/29	510	425	–	–	–	126,2	92,6	29,5
240/39	610	505	–	328	218	149	109,2	–
300/48	690	585	566	374	249	–	–	–
330/27	730	–	596	–	–	–	–	–
400/18	830	713	685	452	301	–	–	–
400/51	825	705						
400/69	860	–						
500/26	960	830	778	513	342	–	–	–
500/64	945	815	778	513	342	–	–	–

Примечание.

Допустимая длительная мощность рассчитана при $U = 1{,}05\ U_{ном}$ и $\cos\varphi = 0{,}9$.

Таблица П 4.3 – Справочные данные по температурам, ветровым и гололедным районам

№ п/п	Город РФ (регион)	Температура, °С			Ветров. район	Гололед. район
		Средн. январь	Средн. годовая	Средн. июль		
1	Архангельск (Сев.-Запад)	–12,5	0,8	15,6	II	I
2	Астрахань (Центр)	–6,8	9,4	25,3	III	II
3	Барнаул (Сибирь)	–17,7	1,1	19,7	III	III
4	Белгород (Центр)	–7,6	6,3	20,2	II	II–III
5	Благовещенск (Восток)	–24,3	0	21,4	III	II
6	Брянск (Центр)	–8,5	4,9	18,4	I	I
7	Владивосток (Восток)	–14,4	4	17,5	IV	IV
8	Владимир (Центр)	–11,4	3,4	15,8	I	I
9	Волгоград (Центр)	–9,2	7,6	24,2	III	III
10	Вологда (Центр)	–11,8	2,2	16,9	I	I
11	Воронеж (Центр)	–9,3	5,4	19,9	II	II
12	Грозный (Сев. Кавказ)	–3,6	10,1	23,8	IV	III–IV
13	Екатеринбург (Урал)	–15,3	1,2	17,4	II	II
14	Иваново (Центр)	–11,8	2,7	17,4	I	I
15	Ижевск (Урал)	–14,2	2,1	18,7	I	II
16	Иркутск (Сибирь)	–20,9	–1,1	17,6	III	I
17	Казань (Средн. Волга)	–13,5	2,8	19	II	II
18	Калининград	–3,4	6,8	17,4	II–III	II
19	Кемерово (Сибирь)	–19,2	–0,4	18,4	III	II
20	Киров (Сев.-Запад)	–14,2	1,5	17,8	I	II
21	Комсомольск-на-Амуре (Восток)	–25,6	–0,7	19,9	III	III
22	Кострома (Центр)	–11,8	2,7	17,6	I	I
23	Краснодар (Сев. Кавказ)	–1,8	10,8	23,2	IV	IV
24	Красноярск (Сибирь)	–17,1	0,5	18,7	III	I
25	Курган (Урал)	–18,5	0,8	18,8	II	II
26	Курск (Центр)	–8,6	5,4	19,3	II	II–III
27	Кызыл (Тыва) / (Сибирь)	–33,7	–4,5	19,6	I	I
28	Липецк (Центр)	–10,3	5,1	20,2	II	II
29	Магадан (Восток)	–21	–4,7	12,6	V	V
30	Махачкала (Сев. Кавказ)	–0,4	11,8	24,7	V	II–III
31	Москва (Центр)	–10,2	3,8	18,1	I	I
32	Мурманск (Сев.-Запад)	–10	0	12,4	IV	II
33	Нальчик (Сев. Кавказ)	–4,8	8,8	21,8	IV	V
34	Нижний Новгород (Центр)	–12	3,1	18,1	I	I
35	Новороссийск (Сев. Кавказ)	2,6	12,7	23,6	V	V
36	Новосибирск (Сибирь)	–19	–0,1	18,7	III	II
37	Омск (Сибирь)	–19,2	0	18,3	II	I–II

Продолжение таблица П 4.3 – Справочные данные по температурам, ветровым и гололедным районам

№ п/п	Город РФ (регион)	Температура, °С			Ветров. район	Гололед. район
		Средн. январь	Средн. годовая	Средн. июль		
38	Оренбург (Урал)	–14,8	3,9	21,9	III	III
39	Орджоникидзе (Сев. Кавказ)	–5	7,9	19,7	V	IV
40	Орел (Центр)	–9,2	4,6	18,8	II	II–III
41	Пенза (Средн. Волга)	–12,1	3,9	19,8	II	II–III
42	Пермь (Урал)	–15,1	1,5	18,1	II	II
43	Петрозаводск (Сев.-Запад)	–10,6	2,2	15,9	II	II
44	Петропавловск-Камчатский (Восток)	–8,4	1,9	12,6	I	IV
45	Ростов-на-Дону (Сев. Кавказ)	–5,7	8,7	22,9	III	III
46	Рязань (Центр)	–11,1	3,9	18,8	I	II
47	Самара (Сред. Волга)	–13,8	3,8	20,7	III	III
48	Санкт-Петербург (Сев.-Запад)	–7,7	4,3	17,8	II	I
49	Саранск (Средн. Волга)	–12,1	3,7	19,3	II	II
50	Саратов (Средн. Волга)	–11,9	5,3	22,1	III	III
51	Смоленск (Центр)	–8,6	4,4	17,6	I	II–III
52	Сочи (Сев. Кавказ)	5,8	14,1	22,8	IV	IV
53	Ставрополь (Сев. Кавказ)	–3,7	9,1	21,9	IV	III–IV
54	Сыктывкар (Сев.-Запад)	–15,1	0,4	16,6	I	I
55	Тамбов (Центр)	–10,8	4,8	20,2	II	II–III
56	Тверь (Центр)	–10,4	3,3	17,2	I	I–II
57	Томск (Сибирь)	–19,2	–0,6	18,1	III	I
58	Тула (Центр)	–10,1	4,2	18,4	I	III
59	Тюмень (Урал)	–16,6	1,3	18,6	II	II
60	Улан-Удэ (Бурятия) / (Сибирь)	–25,4	–1,7	19,4	III	III
61	Ульяновск (Средн. Волга)	–13,8	3,2	19,6	II	II–III
62	Уфа (Урал)	–14,6	2,5	19	II	II–III
63	Хабаровск (Восток)	–22,3	1,4	21,1	III	II
64	Чебоксары (Средн. Волга)	–13	2,9	18,6	II	II
65	Челябинск (Урал)	–16,4	1,5	18,1	II	II–III
66	Чита (Сибирь)	–27,7	–3,1	18,8	II	II
67	Элиста (Калмык.) / (Сев. Кавказ)	–6,7	8,6	24,2	III	V
68	Южно-Сахалинск (Восток)	–13,8	2,1	15!5	14	II
69	Якутск (Восток)	–43,2	–10,3	18,7	II	I
70	Ярославль (Центр)	–11,6	2,7	17,2	I	I

Таблица П 4.4 – Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов [6]

Расчетная температура воздуха, °С	Нормированная температура провода, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре воздуха, °С											
		–5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Таблица П 4.5 – Расчетные данные ВЛ 35–150 кВ со сталеалюминиевыми проводами [6]

Номинальное сечение, мм² (алюминий/сталь)	r_o, Ом/км при 20 °С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		x_o, Ом/км	b_o, см/км 10^{-6}	x_o, Ом/км	b_o, см/км 10^{-6}	x_o, Ом/км
70/11	0,422	–	–	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	–	–	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	–
240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	–

Таблица П 4.6 – Расчетные данные ВЛ 220 кВ со сталеалюминиевыми проводами [6]

Номинальное сечение, мм (алюминий/сталь)	Число проводов в фазе, шт.	r_o, Ом/км при 20 °С	220 кВ	
			x_o, Ом/км	b_o 10^{-6}, см/км
240/32	1	0,1180	0,435	2,604
	2	0,0590	–	–
240/56	5	0,0240	–	–
300/39	1	0,0960	0,429	2,645
	2	0,0480	–	–
300/48	8	0,0123	–	–
300/66	3	0,0330	–	–
	5	0,0200	–	–
330/43	3	0,0290	–	–
	8	0,0109	–	–
400/51	1	0,0730	0,42	2,701
	2	0,0365	–	–
	3	0,0243	–	–
	5	0,0146	–	–
400/64	4	0,0187	–	–
500/64	1	0,0590	0,413	2,740
	2	0,0295	–	–
	3	0,0197	–	–
	4	0,0148	–	–

Основные каталожные и расчетные данные трансформаторов

Таблица П.5.1 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТМН (ТМ)-1000/35	1	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	8,6	49,8	22,1
ТМН (ТМ)-1600/35	1,6	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	12,4	49,2	17,6
ТМН (ТМ)-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМН (ТМ)-4000/35	4,0	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН (ТМ)-6300/35	6,3	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТМН-10000/35	10	±9×1,3%	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Таблица П.5.2 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦН -80000/110	80	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480

Таблица П.5.3 – Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Каталожные данные									Расчетные данные						
		$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$Q_х$, квар
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
ТДТН-80000/110	80	115	38,5	6,6; 11	11	18,5	7	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6	0	11,9	480

Все трансформаторы имеют РПН ±9×1,78 % в нейтрали ВН

Таблица П.5.4 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТРДН-32000/220	32	РПН в нейтрали ВН ±12%, ±12 ступеней	230	6,6; 11	11,5	150	45	0,65	7,7	190,5	208
ТРДН -40000/220	40		230	6,6; 11	11,5	170	50	0,9	5,6	152,4	360
ТРДН -63000/220	63		230	6,6; 11	11,5	300	82	0,8	3,9	96,7	504
ТДЦ-80000/220	80	ПБВ на стороне ВН ±2×2,5%	242	6,3; 10,5	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480

Таблица П.5.5 – Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные											Расчетные данные						
			$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %				$\Delta P_к$, кВт		$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-63000/220/110	63	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	11	11	35	22	215	–	–	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110	125	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	11	11	45	28	305	–	–	65	0,5	0,52	0,52	3,2	49,0	0	131	625
АТДЦТН-200000/220/110	200	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	11	11	32	20	430	–	–	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	250	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	11	11	33,4	20,8	520	–	–	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Таблица П.5.6 – Линейные регулировочные

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ном}$, кВ	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$P_к$, кВт		$P_х$, кВт		$I_х$, %		X, Ом	$\Delta Q_{ст}$, квар	
			Положение переключателя							Положение переключателя	
			1	23	1; 23	11–13	1	11–13		1; 23	11–13
ЛТМН-16000/10	16	6,6; 11	35	20	9,5	3,5	5	2,35	0,04–0,1	800	376
ЛТДН-40000/10 (ЛТЦН)	40	6,6; 11	70	38	18,5	7	3,5	2,5	0,02–0,04	1400	1000

Примечание.
Каталожные и расчетные данные приведены к $U_{ном}$ и проходной мощности. Положения 1 и 23 соответствуют максимальному и минимальному напряжениям ±10×1,5% $U_{ном}$; 11–13 – нулевые положения переключателя.

Приложение 6

Таблица П.6.1 – Базисные показатели стоимости ВЛ 35-1150 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые сечением, шт. х мм^2	Количество цепей на опоре, шт.	Базисные показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км	
				стальные опоры	железобетонные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	912	658
			2	1307	1109
110	Свободностоящие	до 150	1	987	799
			2	1495	1081
		185-240	1	1100	893
			2	1687	1551
220	Свободностоящие	240-300	1	1231	1053
			2	2063	-
		400-500	1	1382	1175
			2	2275	-
	Двухстоечные, свободностоящие	300	1	-	1072
			2	-	1993
		400	1	-	1217
			2	-	2181
330	Свободностоящие	2х300	1	1875	-
			2	2928	-
		2х400	1	2106	-
			2	3440	-
	Двухстоечные с внутренними связями	2х300	1	-	1767
		2х400	1	-	1889
500	Свободностоящие двухстоечные, с внутренними связями	3х300	1	3346	2933
		3х330	1	3760	3116
		3х400	1	-	3281
	С оттяжками	3х400	1	3393	-
		3х500	1	3751	-
750	С оттяжками	5х300	1	5320	-
		5х400	1	5753	-
1150	С оттяжками	8х330	1	10340	-

Таблица П.6.2 – Составляющие стоимости 1 км ВЛ (%)

Линии электропередачи (напряжение, кВ)	Составляющие стоимости, %		
	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты	ПИР
ВЛ 35 кВ	80	11,5	8,5
ВЛ 110 кВ	80	11,5	8,5
ВЛ 220 кВ	80	11,5	8,5
ВЛ 330 кВ	81	10,5	8,5
ВЛ 500 кВ	81	11,5	7,5
ВЛ 750 кВ	77	15,5	7,5
ВЛ 1150 кВ	77	15,5	7,5

Таблица П.6.3 – Составляющие стоимости строительства подстанций (%)

Объект	Напряжение, кВ	Стоимость строительства, %				
		Строительные работы	Монтажные работы	Оборудование	Прочие затраты	ПИР
Подстанции: - открытого типа	110	12	10	61	8,5	8,5
	220	12	10	61	8,5	8,5
	330	15	5	63	8,5	8,5
	500	14	7	63	8,5	7,5
	750	12	5	69	6,5	7,5
	1150	12	5	69	6,5	7,5
- закрытого типа	110-500	12	4	68	8	8

Таблица П.6.4 – Стоимость ячейки трансформаторов 35-220 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ А	Трансформатор					Автотрансформатор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	220/110/НН
2.5	1128	2300	–	–	–	–
6.3	2068	3008	3572	–	–	–
10	2632	3854	4982	–	–	–
16	3478	5546	6956	–	–	–
25	4700	6674	7708	–	10058	–
32	–	–	–	9511		
40	7144	8084	8930	10246	11280	–
63	–	10904	12032	13818	–	15322
80	–	12596	13818	17578*	–	–
100	–	–	–	17578	–	–
125	–	17 860	–	21996*	–	21526
160	–	–	–	28106	–	–
200	–	–	–	–	–	29892
250	–	–	–	–	–	31208

* с ПБВ

Таблица П.6.5 – Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в РУ 35-1150 кВ

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.				
	Воздушный	Масляный	Вакуумный	Элегазовый	
				ОРУ	КРУЭ
10	-	197	80-150	658	-
35	-	1081	188	1880	-
110	3901	3243	-	6580	10340
220	8272	9071	-	11750	22560
330	17296	-	-	18800	28200
500	32336	-	-	23500	37600
750	63920	-	-	40420	-
1150	94940	-	-	128780[4)]	-
1150 (включатель-отключатель)	116560	-	-	183300[4)]	-

Таблица П.6.6 – Постоянная часть затрат по ПС 35-220 кВ

Напряжение, кВ	Схема РУ на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб.	
		Открытая ПС	Закрытая ПС (КРУЭ)
35/10		4700	–
110/10 110/35/10	Мостик 110-4Н, 110-5Н и 5АН	10340	6580
	Системы шин 110-9, 110-13	19740	–
220/10-20	Мостик 220-4Н, 220-5Н и 5АН	24440	15980
	Системы шин 220-9, 220-13	30870	–
220/110/10	Четырехугольник - 220-7	32900	24440
	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 220-9	44650	33840
	Две рабочие системы шин 220-13	48880	35720
	Трансформатор-шины с полуторным присоединением линий 220-16	55460	41360
	Полуторная 220-17	71440	49820

Таблица П.6.7 – Нормы ежегодных отчислений на амортизацию, капитальный ремонт и обслуживание элементов электрических сетей (%/год)

Наименование элементов	$\alpha_{ам}$	$\alpha_{рем}$	$\alpha_{обсл}$	α_{Σ}
Воздушные линии 35 кВ и выше на стальных опорах	6,67	0,4	0,4	7,47
Воздушные линии 35 кВ и выше на железобетонных опорах	5,0	0,4	0,4	5,8
Силовое электрооборудование и коммутационная аппаратура подстанций при высшем напряжении:				
до 150 кВ	5,0	2,9	3,0	10,9
220 кВ и выше	5,0	2,9	2,0	9,9

Таблица П.6.8 – Стоимость линейных регулировочных трансформаторов

Тип	Напряжение. кВ	Мощность. МВ·А	Стоимость, тыс. руб.
ЛТМН-16000/10	6 (10)	16	6110
ЛТДН-40000/10	6 (10)	40	6580

Таблица П.6.9 – Значения коэффициентов дисконтирования

$T_р$ \ E	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
1	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
2	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877	0,870	0,862	0,855	0,847	0,840	0,833
3	0,943	0,925	0,907	0,890	0,873	0,857	0,842	0,826	0,812	0,797	0,783	0,769	0,756	0,743	0,731	0,718	0,706	0,694
4	0,915	0,889	0,864	0,840	0,816	0,794	0,772	0,751	0,731	0,712	0,693	0,675	0,658	0,641	0,624	0,609	0,593	0,579
5	0,888	0,855	0,823	0,792	0,763	0,735	0,708	0,683	0,659	0,636	0,613	0,592	0,572	0,552	0,534	0,516	0,499	0,482
6	0,863	0,822	0,784	0,747	0,713	0,681	0,650	0,621	0,593	0,567	0,543	0,519	0,497	0,476	0,456	0,437	0,419	0,402
7	0,837	0,790	0,746	0,705	0,666	0,630	0,596	0,564	0,535	0,507	0,480	0,456	0,432	0,410	0,390	0,370	0,352	0,335
8	0,813	0,760	0,711	0,665	0,623	0,583	0,547	0,513	0,482	0,452	0,425	0,400	0,376	0,354	0,333	0,314	0,296	0,279
9	0,789	0,731	0,677	0,627	0,582	0,540	0,502	0,467	0,434	0,404	0,376	0,351	0,327	0,305	0,285	0,266	0,249	0,233
10	0,766	0,703	0,645	0,592	0,544	0,500	0,460	0,424	0,391	0,361	0,333	0,308	0,284	0,263	0,243	0,225	0,209	0,194
11	0,744	0,676	0,614	0,558	0,508	0,463	0,422	0,386	0,352	0,322	0,295	0,270	0,247	0,227	0,208	0,191	0,176	0,162
12	0,722	0,650	0,585	0,527	0,475	0,429	0,388	0,350	0,317	0,287	0,261	0,237	0,215	0,195	0,178	0,162	0,148	0,135
13	0,701	0,625	0,557	0,497	0,444	0,397	0,356	0,319	0,286	0,257	0,231	0,208	0,187	0,168	0,152	0,137	0,124	0,112
14	0,681	0,601	0,530	0,469	0,415	0,368	0,326	0,290	0,258	0,229	0,204	0,182	0,163	0,145	0,130	0,116	0,104	0,093
15	0,661	0,577	0,505	0,442	0,388	0,340	0,299	0,263	0,232	0,205	0,181	0,160	0,141	0,125	0,111	0,099	0,088	0,078
16	0,642	0,555	0,481	0,417	0,362	0,315	0,275	0,239	0,209	0,183	0,160	0,140	0,123	0,108	0,095	0,084	0,074	0,065
17	0,623	0,534	0,458	0,394	0,339	0,292	0,252	0,218	0,188	0,163	0,141	0,123	0,107	0,093	0,081	0,071	0,062	0,054
18	0,605	0,513	0,436	0,371	0,317	0,270	0,231	0,198	0,170	0,146	0,125	0,108	0,093	0,080	0,069	0,060	0,052	0,045
19	0,587	0,494	0,416	0,350	0,296	0,250	0,212	0,180	0,153	0,130	0,111	0,095	0,081	0,069	0,059	0,051	0,044	0,038
20	0,570	0,475	0,396	0,331	0,277	0,232	0,194	0,164	0,138	0,116	0,098	0,083	0,070	0,060	0,051	0,043	0,037	0,031

Таблица П.6.10 – Значения дисконтирующего множителя $D_д$

$T_р$ \ E	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877	0,870	0,862	0,855	0,847	0,840	0,833
3	1,913	1,886	1,859	1,833	1,808	1,783	1,759	1,736	1,713	1,690	1,668	1,647	1,626	1,605	1,585	1,566	1,547	1,528
4	2,829	2,775	2,723	2,673	2,624	2,577	2,531	2,487	2,444	2,402	2,361	2,322	2,283	2,246	2,210	2,174	2,140	2,106
5	3,717	3,630	3,546	3,465	3,387	3,312	3,240	3,170	3,102	3,037	2,974	2,914	2,855	2,798	2,743	2,690	2,639	2,589
6	4,580	4,452	4,329	4,212	4,100	3,993	3,890	3,791	3,696	3,605	3,517	3,433	3,352	3,274	3,199	3,127	3,058	2,991
7	5,417	5,242	5,076	4,917	4,767	4,623	4,486	4,355	4,231	4,111	3,998	3,889	3,784	3,685	3,589	3,498	3,410	3,326
8	6,230	6,002	5,786	5,582	5,389	5,206	5,033	4,868	4,712	4,564	4,423	4,288	4,160	4,039	3,922	3,812	3,706	3,605
9	7,020	6,733	6,463	6,210	5,971	5,747	5,535	5,335	5,146	4,968	4,799	4,639	4,487	4,344	4,207	4,078	3,954	3,837
10	7,786	7,435	7,108	6,802	6,515	6,247	5,995	5,759	5,537	5,328	5,132	4,946	4,772	4,607	4,451	4,303	4,163	4,031
11	8,530	8,111	7,722	7,360	7,024	6,710	6,418	6,145	5,889	5,650	5,426	5,216	5,019	4,833	4,659	4,494	4,339	4,192
12	9,253	8,760	8,306	7,887	7,499	7,139	6,805	6,495	6,207	5,938	5,687	5,453	5,234	5,029	4,836	4,656	4,486	4,327
13	9,954	9,385	8,863	8,384	7,943	7,536	7,161	6,814	6,492	6,194	5,918	5,660	5,421	5,197	4,988	4,793	4,611	4,439
14	10,63	9,986	9,394	8,853	8,358	7,904	7,487	7,103	6,750	6,424	6,122	5,842	5,583	5,342	5,118	4,910	4,715	4,533
15	11,30	10,56	9,899	9,295	8,745	8,244	7,786	7,367	6,982	6,628	6,302	6,002	5,724	5,468	5,229	5,008	4,802	4,611
16	11,94	11,12	10,38	9,712	9,108	8,559	8,061	7,606	7,191	6,811	6,462	6,142	5,847	5,575	5,324	5,092	4,876	4,675
17	12,56	11,65	10,84	10,11	9,447	8,851	8,313	7,824	7,379	6,974	6,604	6,265	5,954	5,668	5,405	5,162	4,938	4,730
18	13,17	12,17	11,27	10,48	9,763	9,122	8,544	8,022	7,549	7,120	6,729	6,373	6,047	5,749	5,475	5,222	4,990	4,775
19	13,75	12,66	11,69	10,83	10,06	9,372	8,756	8,201	7,702	7,250	6,840	6,467	6,128	5,818	5,534	5,273	5,033	4,812
20	14,32	13,13	12,09	11,16	10,34	9,604	8,950	8,365	7,839	7,366	6,938	6,550	6,198	5,877	5,584	5,316	5,070	4,843

Таблица П.6.11 – Значения расчетного множителя $D_р$ для воздушных линий напряжением 35 кВ и выше на стальных опорах

$T_р$ \ E	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	0,102	0,110	0,119	0,127	0,135	0,143	0,151	0,159	0,166	0,174	0,181	0,188	0,195	0,202	0,209	0,216	0,222	0,229
3	0,198	0,214	0,229	0,243	0,257	0,271	0,285	0,298	0,310	0,323	0,335	0,346	0,358	0,369	0,380	0,390	0,400	0,410
4	0,291	0,311	0,331	0,350	0,368	0,386	0,403	0,419	0,435	0,450	0,464	0,479	0,492	0,505	0,518	0,530	0,542	0,554
5	0,378	0,402	0,425	0,447	0,468	0,487	0,506	0,524	0,542	0,558	0,574	0,589	0,604	0,617	0,631	0,643	0,655	0,667
6	0,462	0,488	0,512	0,536	0,557	0,578	0,598	0,616	0,634	0,651	0,666	0,681	0,695	0,709	0,722	0,734	0,745	0,756
7	0,541	0,568	0,593	0,616	0,638	0,659	0,678	0,696	0,713	0,729	0,744	0,758	0,771	0,783	0,795	0,806	0,816	0,826
8	0,616	0,643	0,667	0,690	0,711	0,730	0,749	0,765	0,781	0,795	0,809	0,821	0,833	0,844	0,854	0,863	0,872	0,880
9	0,688	0,713	0,736	0,757	0,776	0,794	0,810	0,825	0,839	0,851	0,863	0,874	0,883	0,892	0,901	0,908	0,916	0,922
10	0,756	0,778	0,799	0,818	0,835	0,850	0,864	0,876	0,888	0,898	0,908	0,917	0,924	0,932	0,938	0,944	0,950	0,955
11	0,820	0,840	0,857	0,873	0,887	0,899	0,911	0,921	0,930	0,938	0,945	0,952	0,958	0,963	0,968	0,972	0,976	0,980
12	0,881	0,897	0,911	0,923	0,933	0,943	0,951	0,958	0,965	0,971	0,976	0,981	0,985	0,988	0,991	0,994	0,997	0,999
13	0,939	0,950	0,960	0,968	0,975	0,981	0,986	0,991	0,995	0,998	1,001	1,004	1,006	1,008	1,010	1,011	1,012	1,013
14	0,994	1,000	1,004	1,008	1,012	1,014	1,016	1,018	1,020	1,021	1,022	1,022	1,023	1,023	1,024	1,024	1,024	1,024
15	1,046	1,046	1,046	1,045	1,044	1,043	1,042	1,041	1,040	1,039	1,038	1,037	1,036	1,035	1,034	1,033	1,033	1,032
16	1,096	1,089	1,083	1,078	1,073	1,068	1,064	1,061	1,058	1,054	1,052	1,049	1,047	1,045	1,043	1,041	1,039	1,037
17	1,100	1,093	1,087	1,081	1,076	1,071	1,067	1,063	1,059	1,056	1,053	1,050	1,048	1,045	1,043	1,041	1,040	1,038
18	1,105	1,097	1,090	1,084	1,078	1,073	1,068	1,064	1,060	1,057	1,054	1,051	1,048	1,046	1,044	1,042	1,040	1,038
19	1,110	1,101	1,094	1,087	1,080	1,075	1,070	1,066	1,062	1,058	1,055	1,052	1,049	1,047	1,044	1,042	1,040	1,038
20	1,115	1,105	1,097	1,089	1,083	1,077	1,072	1,067	1,063	1,059	1,056	1,052	1,050	1,047	1,045	1,043	1,041	1,039

Таблица П.6.12 – Значения расчетного множителя $D_р$ для воздушных линий напряжением 35 кВ и выше на железобетонных опорах

$T_р$ \ E	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	0,085	0,094	0,103	0,111	0,120	0,128	0,136	0,144	0,151	0,159	0,166	0,174	0,181	0,188	0,195	0,202	0,208	0,215
3	0,167	0,183	0,199	0,214	0,228	0,243	0,257	0,270	0,283	0,296	0,309	0,321	0,332	0,344	0,355	0,366	0,377	0,387
4	0,245	0,267	0,288	0,308	0,327	0,346	0,364	0,381	0,398	0,414	0,430	0,445	0,459	0,473	0,487	0,500	0,513	0,525
5	0,319	0,345	0,370	0,394	0,417	0,438	0,459	0,479	0,498	0,516	0,533	0,550	0,565	0,581	0,595	0,609	0,622	0,635
6	0,390	0,419	0,447	0,473	0,498	0,522	0,544	0,565	0,584	0,603	0,621	0,638	0,654	0,669	0,684	0,697	0,710	0,723
7	0,457	0,489	0,518	0,546	0,572	0,596	0,619	0,640	0,660	0,678	0,696	0,712	0,728	0,742	0,756	0,769	0,781	0,792
8	0,521	0,554	0,584	0,612	0,638	0,662	0,685	0,705	0,725	0,742	0,759	0,775	0,789	0,802	0,815	0,826	0,837	0,847
9	0,583	0,615	0,646	0,673	0,699	0,722	0,743	0,763	0,781	0,797	0,813	0,827	0,840	0,852	0,863	0,873	0,882	0,891
10	0,641	0,673	0,702	0,729	0,753	0,775	0,795	0,813	0,829	0,844	0,858	0,870	0,882	0,892	0,902	0,910	0,918	0,926
11	0,696	0,727	0,755	0,780	0,802	0,822	0,840	0,856	0,871	0,884	0,896	0,907	0,917	0,925	0,933	0,940	0,947	0,953
12	0,749	0,778	0,803	0,826	0,846	0,864	0,880	0,894	0,907	0,918	0,928	0,937	0,945	0,952	0,959	0,964	0,969	0,974
13	0,799	0,825	0,848	0,868	0,886	0,901	0,915	0,927	0,938	0,947	0,955	0,962	0,969	0,974	0,979	0,983	0,987	0,991
14	0,847	0,870	0,890	0,907	0,922	0,935	0,946	0,955	0,964	0,971	0,978	0,983	0,988	0,992	0,995	0,999	1,001	1,004
15	0,892	0,911	0,928	0,942	0,954	0,964	0,973	0,980	0,986	0,992	0,996	1,000	1,003	1,006	1,009	1,010	1,012	1,014
16	0,935	0,950	0,963	0,973	0,982	0,990	0,996	1,001	1,005	1,009	1,012	1,014	1,016	1,018	1,019	1,020	1,021	1,021
17	0,976	0,986	0,995	1,002	1,008	1,012	1,016	1,019	1,021	1,023	1,025	1,026	1,026	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027
18	1,015	1,020	1,025	1,028	1,031	1,032	1,034	1,034	1,035	1,035	1,035	1,035	1,034	1,034	1,033	1,033	1,032	1,031
19	1,051	1,052	1,052	1,052	1,051	1,050	1,049	1,048	1,046	1,045	1,044	1,042	1,041	1,040	1,038	1,037	1,036	1,035
20	1,086	1,081	1,077	1,073	1,069	1,065	1,062	1,059	1,056	1,053	1,051	1,048	1,046	1,044	1,042	1,040	1,039	1,037

Таблица П.6.13 – Значения расчетного множителя $D_р$ для силового электрооборудования и коммутационной аппаратуры Подстанций при высшем напряжением до 150 кВ

$T_р$ \ E	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	0,135	0,143	0,151	0,159	0,167	0,175	0,183	0,190	0,197	0,204	0,212	0,218	0,225	0,232	0,238	0,245	0,251	0,258
3	0,265	0,279	0,293	0,307	0,321	0,334	0,346	0,359	0,371	0,382	0,394	0,405	0,415	0,426	0,436	0,446	0,456	0,465
4	0,389	0,408	0,426	0,444	0,461	0,477	0,493	0,508	0,523	0,537	0,550	0,563	0,576	0,588	0,600	0,611	0,622	0,632
5	0,509	0,530	0,551	0,571	0,590	0,607	0,624	0,641	0,656	0,671	0,685	0,698	0,711	0,723	0,735	0,746	0,757	0,767
6	0,623	0,646	0,668	0,688	0,707	0,725	0,742	0,758	0,773	0,787	0,800	0,813	0,825	0,836	0,847	0,857	0,866	0,875
7	0,733	0,756	0,777	0,797	0,815	0,832	0,847	0,862	0,875	0,888	0,900	0,911	0,921	0,930	0,939	0,947	0,955	0,962
8	0,839	0,860	0,879	0,897	0,913	0,928	0,941	0,954	0,965	0,975	0,985	0,993	1,001	1,008	1,015	1,021	1,026	1,031
9	0,941	0,959	0,975	0,990	1,003	1,015	1,025	1,035	1,043	1,051	1,057	1,063	1,069	1,073	1,077	1,081	1,084	1,087
10	1,038	1,052	1,065	1,076	1,085	1,093	1,100	1,107	1,112	1,116	1,120	1,123	1,125	1,127	1,129	1,130	1,131	1,131
11	1,131	1,141	1,149	1,155	1,160	1,164	1,167	1,170	1,171	1,172	1,173	1,173	1,173	1,172	1,171	1,170	1,168	1,167
12	1,221	1,225	1,227	1,228	1,229	1,228	1,227	1,225	1,223	1,221	1,218	1,215	1,212	1,209	1,205	1,202	1,198	1,195
13	1,307	1,304	1,300	1,296	1,291	1,286	1,280	1,275	1,269	1,263	1,257	1,251	1,245	1,239	1,234	1,228	1,222	1,217
14	1,389	1,379	1,369	1,358	1,348	1,338	1,328	1,318	1,308	1,299	1,290	1,281	1,273	1,264	1,257	1,249	1,242	1,235
15	1,468	1,450	1,432	1,416	1,400	1,384	1,370	1,356	1,342	1,330	1,318	1,306	1,295	1,285	1,275	1,266	1,257	1,249
16	1,544	1,517	1,492	1,469	1,447	1,426	1,407	1,389	1,372	1,356	1,341	1,327	1,314	1,302	1,290	1,280	1,269	1,260
17	1,616	1,581	1,548	1,518	1,490	1,464	1,440	1,418	1,398	1,379	1,361	1,345	1,330	1,316	1,303	1,290	1,279	1,268
18	1,686	1,641	1,600	1,562	1,529	1,498	1,469	1,444	1,420	1,398	1,378	1,360	1,343	1,327	1,313	1,299	1,287	1,275
19	1,753	1,698	1,648	1,604	1,564	1,528	1,495	1,466	1,439	1,415	1,392	1,372	1,353	1,336	1,321	1,306	1,293	1,280
20	1,817	1,751	1,693	1,642	1,596	1,555	1,518	1,485	1,456	1,429	1,404	1,382	1,362	1,344	1,327	1,312	1,297	1,284

Таблица П.6.14 – Значения расчетного множителя $D_р$ для силового электрооборудования и коммутационной аппаратуры Подстанций при высшем напряжением 220 кВ и выше

$T_р$ \ E	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	0,125	0,134	0,142	0,150	0,158	0,166	0,173	0,181	0,188	0,196	0,203	0,210	0,217	0,223	0,230	0,236	0,243	0,249
3	0,245	0,260	0,275	0,289	0,302	0,316	0,329	0,341	0,353	0,365	0,377	0,388	0,399	0,410	0,420	0,430	0,440	0,450
4	0,361	0,380	0,399	0,417	0,435	0,452	0,468	0,483	0,498	0,513	0,527	0,540	0,553	0,565	0,578	0,589	0,600	0,611
5	0,471	0,494	0,516	0,536	0,556	0,574	0,592	0,609	0,625	0,640	0,655	0,669	0,682	0,695	0,707	0,719	0,730	0,741
6	0,577	0,602	0,624	0,646	0,666	0,685	0,703	0,720	0,736	0,751	0,765	0,779	0,791	0,803	0,815	0,825	0,836	0,845
7	0,679	0,704	0,726	0,747	0,767	0,785	0,802	0,818	0,833	0,847	0,860	0,872	0,883	0,893	0,903	0,912	0,921	0,929
8	0,777	0,800	0,822	0,841	0,859	0,876	0,891	0,905	0,918	0,930	0,940	0,950	0,960	0,968	0,976	0,983	0,989	0,995
9	0,870	0,891	0,911	0,928	0,943	0,957	0,970	0,982	0,992	1,001	1,009	1,017	1,024	1,030	1,035	1,040	1,045	1,048
10	0,960	0,978	0,994	1,008	1,020	1,031	1,041	1,049	1,056	1,063	1,068	1,073	1,077	1,081	1,084	1,087	1,089	1,091
11	1,046	1,060	1,071	1,081	1,090	1,097	1,103	1,108	1,112	1,116	1,119	1,121	1,122	1,123	1,124	1,125	1,125	1,125
12	1,128	1,137	1,144	1,149	1,154	1,157	1,159	1,161	1,161	1,162	1,161	1,161	1,160	1,158	1,157	1,155	1,153	1,151
13	1,207	1,210	1,212	1,212	1,212	1,210	1,209	1,206	1,204	1,201	1,198	1,194	1,191	1,187	1,184	1,180	1,176	1,173
14	1,283	1,279	1,275	1,270	1,264	1,259	1,253	1,247	1,241	1,235	1,229	1,223	1,217	1,211	1,205	1,200	1,195	1,189
15	1,355	1,344	1,334	1,323	1,312	1,302	1,292	1,282	1,273	1,263	1,255	1,246	1,238	1,230	1,223	1,216	1,209	1,203
16	1,424	1,406	1,388	1,372	1,356	1,341	1,326	1,313	1,300	1,288	1,277	1,266	1,256	1,246	1,237	1,229	1,221	1,213
17	1,491	1,464	1,439	1,416	1,395	1,375	1,357	1,340	1,324	1,309	1,295	1,282	1,270	1,259	1,249	1,239	1,230	1,221
18	1,554	1,519	1,487	1,458	1,431	1,406	1,384	1,363	1,344	1,327	1,311	1,296	1,282	1,270	1,258	1,247	1,237	1,227
19	1,615	1,571	1,531	1,496	1,463	1,434	1,408	1,384	1,362	1,342	1,324	1,307	1,292	1,278	1,265	1,253	1,242	1,232
20	1,673	1,620	1,572	1,530	1,493	1,459	1,429	1,402	1,377	1,355	1,335	1,317	1,300	1,285	1,271	1,258	1,247	1,236

Приложение 7

Краткая инструкция по использованию программного комплекса RastrWin при выполнении курсового проекта

Программный комплекс RastrWin разработан на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского государственного технического университета (УГТУ-УПИ) и предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Предельный объем схемы полной версии программы – 32000 узлов. Студенческая версия RastrWin, которая может быть использована только в целях обучения, является бесплатной и позволяет пользоваться всеми функциями программы при расчете электрических сетей объемом до 60 узлов.

Начало работы с RastrWin. После запуска программы RastrWin открывается окно Рабочей области, на котором в отдельных окнах отображается содержимое загруженных файлов (таблицы режимов, графика и т.д.). Для загрузки в *Рабочую область* существующего на диске файла режима сети необходимо выполнить команду *Загрузить...* в пункте *Файлы* главного меню программы и выбрать нужный файл с расширением rg2.

Перед вводом новой схемы нужно выполнить команду *Новый* в пункте *Файлы* главного меню и отметить галочкой тип файла *режим.rg2 (Файл-Новый-режим.rg2*). После этого целесообразно сразу сохранить вновь созданный файл режима (*Файлы-Сохранить как...*). После сохранения файла режима нужно открыть два окна, содержащие пустые таблицы для ввода информации об узлах и ветвях сети (*Открыть-Узлы-Узлы* и *Открыть-Ветви-Ветви*).

Открытые таблицы *Узлы* и *Ветви* содержат столбцы и строки, в которые заносится информация об узлах и ветвях. Каждый столбец (поле) соответствует определенному виду данных (название, номинальное напряжение, сопротивления и т.д.), а каждая строка является записью (набором данных) для каждого узла или ветви.

Для добавления в таблицу строк, их удаления и дублирования, необходимо использовать команды *Вставить, Добавить, Удалить, Дублировать* в верху окна каждой таблицы (добавление происходит в конец таблицы, а вставка – перед выделенной строкой). Перемещаться по столбцам и строкам таблиц можно с помощью мыши и соответствующих клавиш клавиатуры, а переключаться между режимами просмотра и редактирования таблицы – щелчком мыши на выделенной ячейке, клавишами *Enter* и *F2*.

Настройка рабочей области программы. Заголовки столбцов таблиц содержат названия данных, которые необходимо занести в соответствующее поле (исходные данные), либо которые будут определены в процессе расчета режима сети (расчетные данные). Некоторые из нужных/ненужных столбцов данных могут отсутствовать/присутствовать в таблицах, что зависит от настроек программы. Сделать видимыми или скрыть столбцы с необходимой информацией (исходной либо расчетной) на время текущего сеанса работы с данным файлом можно с помощью команд *Скрыть, Выбор колонок* в меню, вызываемое нажатием правой кнопки мыши на заголовке соответствующего столбца.

Ширину столбцов в таблицах и точность вывода числовой информации в полях можно менять с помощью полей *Ширина* и *Точность* диалогового окна, появляющегося после нажатия правой кнопкой мыши на заголовке нужного столбца и последующего выбора пункта меню с названием столбца (первый пункт меню). При этом менять *Заголовок* и *Описание* столбца данных нежелательно.

Изменять ширину столбцов на время данного сеанса работы с загруженным файлом можно также с помощью мыши, изменяя границы столбца в области его заголовка. Однако эта операция не позволит сохранить проведенные изменения после выхода из программы или открытия нового файла.

Быстрым двойным нажатием левой кнопки мыши на заголовке столбца информацию в столбцах можно сортировать по возрастанию или убыванию. Переместить столбец таблицы позволяет повторное нажатие левой кнопкой мыши на его заголовке с последующим ее удержанием.

Чтобы изменения в настройках не исчезли после открытия другого файла

или выхода из программы, необходимо их сохранить.

Для сохранения добавленных или удаленных из таблиц столбцов нужно после нажатия правой кнопки мыши на заголовке любого столбца выбрать пункт меню *Запомнить* и нажать *ОК*, затем выполнить команду *Файлы-Настройки программы-Формы*, в диалоговом окне *Формы* из списка *Форма* выбрать название таблицы (*Узлы* или *Ветви*), последовательно нажать *Применить* и *Сохранить* и при всех выбранных галочках в появившемся окне нажать *ОК*, после чего нажать *Закрыть*.

Если необходимо сохранить ширину столбцов и точность вывода данных, нужно выполнить команду *Сохранить шаблон* в пункте *Файлы* главного меню.

Занесение в программу информации об узлах и ветвях. Ввод схемы сети рекомендуется начинать с данных по узлам. Минимально необходимым набором информации при выполнении курсового проекта для каждого узла сети является:

S – состояние узла (включен/отключен); во включенном состоянии узла поле является пустым;

Тип – тип узла (База, Нагр, Ген+, Ген-) определяется программой автоматически, за исключением базисного (балансирующего) узла, в качестве которого необходимо задать шины источника питания, выбрав в данной ячейке вариант *База*;

Номер – номер узла в соответствии со схемой замещения сети;

Название – название узла (необязательно);

U_ном – номинальное напряжение узла, [кВ];

P_н, Q_н – активная и реактивная мощности нагрузки в узле, [МВт] и [Мвар];

V – расчетный модуль напряжения в узле; задается только для базисного (балансирующего) узла, для остальных узлов рассчитывается программой, [кВ]; /.

Delta – расчетный угол напряжения в узле; задается только для базисного (балансирующего) узла (по умолчанию 0), для остальных узлов рассчитывается программой, [град].

Поля остальных столбцов необходимо оставить пустыми.

Основными полями, в которые заносятся минимально необходимые исходные данные по ветвям сети являются:

S – состояние ветви (включена/отключена); во включенном состоянии ветви поле является пустым; ветвь может быть отключена в начале, в конце или с обеих сторон;

Тип – тип ветви (ЛЭП, Тр-р); определяется программой автоматически по значению ячейки, в которую заносится коэффициент трансформации ветви;

N_нач, N_кон – номера узлов, которыми ограничена ветвь; для трансформатора начало ветви N_нач – это обязательно тот узел, к напряжению которого приведены его приведено сопротивление, чаще всего это узел высшего напряжения;

N_n – номер параллельной ветви; задается, если несколько линий или трансформаторов работают параллельно;

R, X — активное и реактивное сопротивления ветви, [Ом];

G, B — суммарные активная и реактивная проводимости ветви, [мкСм]. Для ЛЭП – общая проводимость шунтов П-образной схемы (B<0), для трансформатора – проводимость шунта холостого хода для Г-образной схемы (B>0);

КТ/г – вещественная часть комплексного коэффициента трансформации трансформатора;

P_нач, Q_нач – соответственно активная, реактивная мощности в начале ветви, рассчитываются программой, [МВт], [Мвар].

После занесения исходной информации в таблицы *Узлы* и *Ветви* созданный файл режима необходимо сохранить.

Расчет режима сети. Перед расчетом установившегося режима сети при необходимости нужно настроить параметры расчета, для чего через главное меню программы должна быть открыта таблица *Режим* (*Расчеты-Параметры...-Режим*). Значение параметра *Точность расчета (dP)* (задается в МВт) необходимо корректировать в зависимости от мощностей в узлах сети, поскольку при точности, соизмеримой с нагрузками, результаты расчета могут оказаться

некорректными. Значения остальных параметров из таблицы *Режим* можно оставить принятыми по умолчанию, и изменять в том случае, только если возникли проблемы при расчете режима (некорректно заданы исходные данные, режим расходится и т.п.).

Расчет режима сети производится после выполнения команды *Расчеты-Режим* или нажатия клавиши *F5*.

При аварийном завершении расчета (режим разошелся) в появившемся окне *Протокол* с постадийным описанием итерационного процесса будет содержаться краткое описание ошибки, отмеченное красным значком. Кроме того, в данном случае программа автоматически может произвести изменения в таблицах *Узлы* и *Ветви* (отключить некоторые узлы или ветви), которые необходимо устранить после исправления ошибок, приведших к аварийному завершению расчета. После коррекции исходных данных и/или настроек программы расчет режима нужно повторить.

Если расчет завершился успешно (режим сошелся), в окне *Протокол* не будет сообщений об ошибках. Значение поля *Мах. неб.* в последней строке таблицы сходимости окна *Протокол* не должно быть выше значения параметра *Точность расчета (dP)* в таблице *Режим*.

Результаты расчета режима выводятся в таблице *Узлы* в полях *V* и *Delta* и в таблице *Ветви* в полях *P_нач*, *Q _нач*.

Печать результатов расчета. Чтобы распечатать результаты расчета режима сети, отображенные в таблицах *Узлы* и *Ветви*, необходимо сделать активным соответствующее окно, в диалоговом окне *Параметры страницы* (*Файлы-Настройка принтера...*) выбрать размер бумаги А4 и альбомную ориентацию страницы, после чего выполнить команду *Файлы-Печать...*, в открывшемся окне выбрать нужный принтер и нажать *ОК*.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
1			База	999		117,7		1			86,4	32,4	117,70	
2			Нагр	1		110,0		1					116,91	-0,33
3			Нагр	2		110,0		1					114,89	-1,70
4			Нагр	3		110,0		1					113,42	-2,29
5			Нагр	4		110,0		1					117,24	-0,20
6			Нагр	5		110,0		1					116,20	-1,02
7			Нагр	11		10,0		1	16,000	6,740			10,93	-3,26
8			Нагр	22		10,0		1	16,000	6,120			10,76	-4,73
9			Нагр	33		10,0		1	26,000	10,400			10,04	-5,56
10			Нагр	44		10,0		1	14,000	5,280			10,87	-4,31
11			Нагр	55		10,0		1	13,000	3,770			10,86	-4,90

Рисунок П.7.1 – Данные окна «Узлы» в режиме максимальной нагрузки

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
1			База	999		113,3		1			69,0	33,1	113,30	
2			Нагр	1		110,0		1					112,53	-0,26
3			Нагр	2		110,0		1					110,51	-1,39
4			Нагр	3		110,0		1					109,51	-1,94
5			Нагр	4		110,0		1					112,84	-0,15
6			Нагр	5		110,0		1					112,01	-0,88
7			Нагр	11		10,0		1	12,800	7,552			10,48	-2,77
8			Нагр	22		10,0		1	12,800	9,216			10,21	-4,00
9			Нагр	33		10,0		1	20,800	8,320			9,73	-4,73
10			Нагр	44		10,0		1	11,200	6,384			10,38	-3,69
11			Нагр	55		10,0		1	10,400	3,016			10,51	-4,20

Рисунок П.7.2 – Данные окна «Узлы» в режиме минимальных нагрузок

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
1			База	999		118,8		1			88,7	42,1	118,80	
2			Нагр	1		110,0		1					117,15	-0,65
3			Нагр	2		110,0		1					112,27	-3,68
4			Нагр	3		110,0		1					106,63	-6,22
5			Нагр	4		110,0		1					117,86	-0,38
6			Нагр	5		110,0		1					104,28	-7,50
7			Нагр	11		10,0		1	16,000	6,740			10,96	-3,56
8			Нагр	22		10,0		1	16,000	6,120			10,50	-6,85
9			Нагр	33		10,0		1	26,000	10,400			9,40	-9,93
10			Нагр	44		10,0		1	14,000	5,280			10,93	-4,45
11			Нагр	55		10,0		1	13,000	3,770			9,68	-12,35

Рисунок П.7.3 – Данные окна «Узлы» в послеаварийном режиме

N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
▲	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1	1,43	1,24	0,93	0,31	0,19		0,19	

Рисунок П.7.4 – Данные окна «Районы+Потери» в режиме максимальной нагрузки

Приложение 8

Таблица П.8.1 – Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм2	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт.ч/км в год, в регионе						
		1	2	3	4	5	6	7
750-5х240	1200	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750-4х600	2400	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500-3х400	1200	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500-8х300	2400	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330-2х400	800	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст-1х300	300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1х300	300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб-1х300	300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1х300	300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
220-3х500	1500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154-1х185	185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2-1х185	185	5,2	4,6	4,0	3,6	3,4	2,9	4,2
110ст-1х120	120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1х120	120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб-1х120	120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1х120	120	0,93	0,8	0,7	0,63	0,57	0,48	0,74

Примечания

1. Значения потерь соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент к=366/365.
2. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.

Таблица П.8.2 – Распределение субъектов Российской Федерации по регионам

Nрегиона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха (Якутия), Хабаровский край Области: Камчатская, Магаданская, Сахалинская.
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская, Чувашская Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия-Алания, Чеченская Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкортостан Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия, Алтай Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Приложение 9

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой АЭСиЭ

_____Ю.Г. Кононов
«__»_____20__ г.

Институт *Электроэнергетики, электроники и нанотехнологий*
Кафедра *АЭСиЭ*
Направление (специальность) 13.03.0*2* Электроэнергетика и электротехника

ЗАДАНИЕ
по курсовому проектированию
по дисциплине "Электроэнергетические системы и сети "
Студента **4** курса группы **_____**

ФИО_____

1. Тема работы **Проектирование электрической сети для электроснабжения района _____ установленной мощностью _____ МВт**

2. Цель: *Формирование знаний в области проектирования электрических сетей*

3. Задачи: *Изучение технико-экономических основ проектирования электрических сетей; освоение подходов к выбору схем построения сети; изучение критериев и алгоритмов выбора оптимального варианта схемы сети; освоение методик выбора сечения проводов и кабелей в сетях; изучение основ расчета режимов электрических сетей при помощи ЭВМ.*

4. Перечень подлежащих разработке вопросов: *Определить время наибольшей нагрузки, баланс активной мощности. Произвести выбор компенсирующих устройств. Предложить 9 вариантов схемы электрической сети и произвести их предварительное сравнение по его результатам отобрать 3 варианта. Выбрать напряжение проектируемой сети. Выбрать сечение ВЛ для отобранных вариантов, проверить по условиям технических ограничений. Выбрать число и мощность трансформаторов на подстанциях. Провести технико-экономическое сравнение вариантов схем электрической сети. Для выбранного варианта схемы сети произвести расчет на ЭВМ максимального, минимального и послеаварийного режимов. Выбрать регулировочные ответвления РПН трансформаторов. Определить основные технико-экономические показатели спроектированной сети.*

5. Исходные данные

а) Географическое расположение пунктов

Масштаб
В 1 см __ км

б) Данные о потребителях электроэнергии

Пункт Данные	1	2	3	4	5
Наибольшая зимняя нагрузка тыс. кВт					
Коэффициент мощности нагрузки					
Состав потребителей 1к					
по категориям, % 2к.					
3к					
Допускаемые отклонения напряжения					
Номинальные напряжения вторичной сети, кВ					

Напряжение на шинах ИП при наибольших нагрузках ___, при наименьших нагрузках ____, при тяжелых авариях в сети ____ Uном.
Коэффициент мощности источника питания _____
№ графика нагрузки _____
Количество «зимних» дней в году _____
Район по гололеду _____.

6. Список рекомендуемой литературы

1. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д. Л. Файбисовича. – 4 -е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов .М. : Энергоатомиздат. 1989.

7. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей) – однолинейная схема проектируемого района

8. Контрольные сроки представления отдельных разделов курсового проекта

Раздел	Наименование раздела (объем в %)	Плановый срок выполнения
1	Определение времени наибольшей нагрузки. Баланс активной мощности. Выбор компенсирующих устройств (10%)	3 неделя
2	Формирование вариантов схем электрических сетей (15%)	4 неделя
3	Расчет приближенного потокораспределения. Выбор номинального напряжения сети. Выбор сечения линий и его проверка (40%)	6 неделя
4	Выбор мощности трансформаторов (5%)	7 неделя
5	Технико-экономическое сравнение вариантов (10%)	8 неделя
6	Расчет режимов работы электрической сети на ЭВМ. Выбор средств регулирования напряжения (10%)	9 неделя
7	Основные технико-экономические показатели спроектированной сети (10%)	10 неделя
8	Подготовка отчета и графического материала	11 неделя
9	Получение допуска к защите	12 неделя
10	Защита	13 неделя

9. Срок защиты студентом курсовой работы «___» _____ 201_ г.

Дата выдачи задания «___» _____ 201_ г.

Руководитель КП

_____ _____ _____
(ученая степень, звание) *(личная подпись)* *(инициалы, фамилия)*

Задание принял к исполнению студент

_____ _____
(личная подпись) *(инициалы, фамилия)*

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по организации самостоятельной работы

по дисциплине
«Электроэнергетические системы и сети»

для студентов направления подготовки /специальности
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) Цифровые технологии в электроэнергетике

Ставрополь, 2025 год

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5

1. Общая характеристика самостоятельной работы студента при изучении дисциплины 7

2. План-график выполнения самостоятельной работы 10

3. Контрольные точки и виды отчетности по ним 15

4. Методические рекомендации по изучению теоретического материала 19

5. Методические рекомендации по выполнению курсового проекта 32

6. Методические указания по подготовке к практическим и лабораторным занятиям 35

7. Методические указания по подготовке к экзамену (зачету) 36

Список рекомендуемой литературы 42

Введение

Самостоятельная работа является внеаудиторной и предназначена для самостоятельного изучения определенных тем дисциплины по материалам, рекомендованным преподавателем, а также в порядке подготовки к практическим занятиям.

Цель дисциплины «Электроэнергетические системы и сети» – формирование набора профессиональных компетенций будущего бакалавра по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

К основным задачам дисциплины относятся:

– изучение будущими специалистами простейших сведений, касающиеся схем и конструктивного исполнения основных элементов электрических сетей, а также их представления в виде схемам замещения;

– освоение основных методов и приобретение навыков расчета установившихся режимов линий электропередачи, разомкнутых и простых замкнутых сетей электроэнергетических систем при помощи простейших средств вычислительной техники (калькуляторов) и программ автоматизации вычислений (Excel, MathCAD и т.п.);

– уяснение причин необходимости обеспечений балансов активной и реактивной мощности и основ регулирования частоты и напряжения в электроэнергетической системе;

– изучение основных показателей качества электрической энергии и способов и средств их обеспечения.

– изучение методов проектирования электрических сетей на основе технико-экономических показателей;

- усвоение основных методов выбора основных технических решений при проектировании ЭЭС;

- овладеть основами расчетов установившихся режимов сложных ЭЭС;

- ознакомление с методами расчета потерь электроэнергии в ЭЭС и мероприятиями по их снижению.

1 Общая характеристика самостоятельной работы студента при изучении дисциплины

Основная задача высшего образования заключается в формировании творческой личности специалиста, способного к саморазвитию, самообразованию, инновационной деятельности. Решение этой задачи вряд ли возможно только путем передачи знаний в готовом виде от преподавателя к студенту. Для решения этой задачи в учебные планы всех специальностей включена самостоятельная работа, составляющая 50% учебного времени студента.

В широком смысле под самостоятельной работой студентов следует понимать совокупность всей самостоятельной деятельности студентов, как в учебной аудитории, так и вне ее, в контакте с преподавателем и в его отсутствие.

В учебном процессе выделяют два вида самостоятельной работы:

– аудиторная;

– внеаудиторная.

Аудиторная самостоятельная работа по дисциплине выполняется на учебных занятиях под непосредственным руководством преподавателя и по его заданию.

Внеаудиторная самостоятельная работа выполняется студентом по заданию преподавателя, но без его непосредственного участия.

Содержание внеаудиторной самостоятельной определяется в соответствии с рекомендуемыми видами заданий согласно примерной и рабочей программ учебной дисциплины. Видами заданий для внеаудиторной самостоятельной работы являются:

– для овладения знаниями: чтение текста (учебника, первоисточника, дополнительной литературы), составление плана текста, графическое изображение структуры текста, конспектирование текста, выписки из текста, работа со словарями и справочниками, ознакомление с нормативными

документами, учебно-исследовательская работа, использование аудио- и видеозаписей, компьютерной техники и Интернета и др.

– для закрепления и систематизации знаний: работа с конспектом лекции, обработка текста, повторная работа над учебным материалом (учебника, первоисточника, дополнительной литературы, аудио и видеозаписей, составление плана, составление таблиц для систематизации учебною материала, ответ на контрольные вопросы, заполнение рабочей тетради, аналитическая обработка текста (аннотирование, рецензирование, реферирование, конспект-анализ и др), подготовка мультимедиа сообщений/докладов к выступлению на семинаре (конференции), подготовка реферата, составление библиографии, тематических кроссвордов, тестирование и др.

– для формирования умений: решение задач и упражнений по образцу, решение вариативных задач, выполнение чертежей, схем, выполнение расчетов (графических работ), решение ситуационных (профессиональных) задач, подготовка к деловым играм, проектирование и моделирование разных видов и компонентов профессиональной деятельности, опытно экспериментальная работа, рефлексивный анализ профессиональных умений с использованием аудио- и видеотехники и др.

Самостоятельная работа может осуществляться индивидуально или группами студентов в зависимости от цели, объема, конкретной тематики самостоятельной работы, уровня сложности, уровня умений студентов. Контроль результатов внеаудиторной самостоятельной работы студентов может осуществляться в пределах времени, отведенного на обязательные учебные занятия по дисциплине и внеаудиторную самостоятельную работу студентов по дисциплине, может проходить в письменной, устной или смешанной форме.

Следует с первых дней обучения в вузе приучать себя к целесообразному распределению занятий по месяцам и неделям семестра.

При этом очень важна равномерная работа как основное условие успешных занятий в вузе.

Высшей ступенью обучения является приобретение навыков самостоятельной творческой работы, а творческому применению знаний нужно учиться параллельно с их приобретением.

Задачами самостоятельной работы студентов по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» являются:

– формирования готовности студентов к поиску, обработке и применению информации для решения профессиональных задач;

– систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;

– развитие познавательных способностей и активности студентов, творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;

– формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;

– выработка навыков эффективной самостоятельной профессиональной деятельности.

2 План-график выполнения самостоятельной работы

В структуре самостоятельной работы предусмотрено самостоятельное изучение теоретического материала, подготовка к практическим (лабораторным занятиям), выполнение контрольной работы и курсового проекта.

По результатам изучения лекционного курса производиться проверки в форме устного опроса.

Рабочей программой дисциплины «Электроэнергетические системы и сети» предусмотрено выполнение курсового проекта на тему «Проектирование электрической сети для электроснабжения района».

Задачи, поставленные в курсовом проекте по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» перед студентами направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника, служат для более углубленной проработки вопросов разработки и технико-экономического обоснования решений по формированию целесообразного комплекса линий электропередач и понижающих подстанций, обеспечивающих требуемый уровень надежности электроснабжения всех потребителей рассматриваемого района качественной электроэнергией с наименьшими затратами.

В данном курсовом проекте осуществляется проектирование электрических сетей заданного района с пятью пунктами потребления электроэнергии, в которых будут сооружаться понижающие подстанции.

К основным задачам, решаемым в данном курсовом проекте, относятся:

– выбор рационального варианта схемы сети и параметров ее элементов (линий электропередачи и понижающих подстанций) для электроснабжения заданного числа пунктов потребления электроэнергии;

– анализ характерных установившихся режимов работы спроектированной сети;

– определение основных технико-экономических показателей спроектированной сети.

Характерными разделами курсового проекта и ориентировочные значения трудозатрат на их выполнение являются:

1. Определение времени наибольшей нагрузки. Баланс активной мощности. Выбор компенсирующих устройств (10%).

2. Формирование вариантов схем электрических сетей (15%).

3. Расчет приближенного потокораспределения. Выбор номинального напряжения сети. Выбор сечения линий и его проверка (40%).

4. Выбор мощности трансформаторов (5%).

5. Технико-экономическое сравнение вариантов (10%).

6. Расчет режимов работы электрической сети на ЭВМ. Выбор средств регулирования напряжения (10%).

7. Основные технико-экономические показатели спроектированной сети (10%).

При выполнении курсового проекта используют методические указания Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» для студентов направления подготовки бакалавриата 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника. СКФУ, 2023. –144 с.

В рамках самостоятельной работы предусмотрена подготовка студента к проведению и защите лабораторных работ, а также самостоятельное решение практических задач.

В рамках изучения дисциплины студент должен выполнить следующие лабораторные работы:

– Изучение конструкции выполнения линий электропередачи;

– Исследование режимов простейшей работы разомкнутой сети 110 кВ при различном характере нагрузки;

– Исследование нормальных и послеаварийных режимов работы замкнутой сети 110 кВ;

– Исследование вопросов регулирования напряжения при помощи трансформатора с РПН и батарей конденсаторов на примере простейшей сети 35

кВ;

– Параметров схемы замещения сложнозамкнутой электрической сети;

– Подготовка исходных данных для расчета режимов сложнозамкнутой сети;

– Расчет режима сложнозамкнутой сети с помощью программы RASTR;

– Выбор регулировочных ответвлений на трансформаторах понизительных подстанций;

Для лучшего усвоения *практических вопросов*, рассматриваемых на практических занятиях, в разделе самостоятельной работы предусмотрено самостоятельное решение задач. Задачи распределены следующим образом:

5 семестр

Раздел 5. Электрические нагрузки узлов электрических сетей

Задача – Расчетные нагрузки подстанций

Раздел 6. Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов

Задача – Выбор и расчет параметров схем замещения линий электропередач

Задача – Выбор и расчет параметров схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов

Раздел 7. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах

Задача – Расчет разомкнутой сети 110 кВ с тремя подстанциями

Задача – Распределение потоков мощности и напряжений в простых замкнутых сетях без учета потерь мощности

6 семестр

Разделы:

1. Проектирование электрических сетей

2. Выбор основных технических решений

4. Потери электроэнергии в ЭЭС

Задачи:

Расчет баланса активной и реактивной мощности;

Выбор и расстановка компенсирующих устройств;

Формирование вариантов схем электрических сетей;

Выбор типовых схем РУ;

Предварительное сравнение вариантов;

Выбор номинального напряжения линий;

Выбор сечений линий электропередачи по экономическим интервалам тока (вариант схемы 1, 2);

Выбор сечений линий электропередачи по экономической плотности тока (вариант схемы 1, 2);

Проверка сечений линий по нагреву (вариант схемы 1, 2);

Определение наибольшей потери напряжения в нормальном и послеаварийном режиме (вариант схемы 1, 2);

Выбор номинальной мощности и числа трансформаторов на подстанции;

Расчет потерь электроэнергии по времени наибольших потерь (вариант схемы 1, 2);

Определение капитальных вложений (вариант схемы 1, 2);

Технико-экономическое сравнение вариантов;

Основные технико-экономические показатели спроектированной сети;

Выбор сечений линий по допустимой потере напряжения;

Проверка сечений кабельных линий по нагреву;

Выбор сечений кабельных линий по экономической плотности тока;

Выбор регулировочных ответвлений РПН трансформаторов для обеспечения встречного регулирования напряжения;

Расчет сети 0,38 кВ;

Выбор номинальных токов плавких вставок предохранителей в сети 0,38 кВ;

Выбор сечений линий в сети 0,38 кВ;

Задачи выдает преподаватель согласно графику учебного процесса. Для самостоятельного решения следует использовать методические указания к

практическим занятиям по дисциплине «Электроэнерегетические системы и сети». Форма отчётности – наличие решённых задач, представленных в рукописном виде, правильность выполнения которых проверяет преподаватель и делает соответствующие пометки в журнале.

3 Контрольные точки и виды отчетности по ним

Успеваемость студентов по дисциплине оценивается в ходе текущего и промежуточного контроля.

Текущий контроль осуществляется в течение семестра:

– на лабораторных, семинарских, практических занятиях;

– по всем формам самостоятельной работы студентов (коллоквиум, расчетно-графическая работа, контрольная работа, реферат, тестирование)

Промежуточный контроль – это экзамен или зачет по дисциплине в период сессии.

В начале семестра студенческая группа получает график контрольных мероприятий с указанием форм и сроков их проведения.

Проверка подготовки к практическим занятиям (лабораторным занятиям) проводится в форме защиты отчетов по данным виду занятия.

Допуск к защите лабораторных работ происходит при наличии у студентов печатного варианта отчета. Защита отчета проходит в форме доклада студента по выполненной работе и ответов на вопросы преподавателя.

Максимальное количество баллов студент получает, если оформление отчета соответсвует установленным требованиям, студент может правильно ответить на два контрольных вопроса, а отчет полностью раскрывает суть работы. Основанием для снижениея оценки являются:

- Неполное выполнение задания по лабораторной работе
- Некорректность результатов и выводов
- Затруднение в ответах на контрольные вопросы по лабораторной работе

Отчет может быть отправлен на доработку в следующих случаях:

- Оформление не соответсвуют действующим требованиям
- Нет необходимых экспериментальных и расчетных данных

Критерии оценивания решенных задач, подготовленого отчета, контрольной работы и конспекта приведены в Фонде оценочных средств по дисциплине техника высоких напряжений.

В результате выполнения практических занятий студент должен отвечать на заданные контрольные вопросы и уметь выполнять практические задания.

Максимальное количество баллов студент получает, если оформление ответов и заданий соответвует установленным требованиям, задания выполнены правильно и вполном объеме. Основанием для снижениея оценки являются:

-Неполное выплнение задания по практике

-Некорректность результатов

-Неполные ответы на контрольные вопросы по практическим занятиям

Защита курсовой работы (проекта) является обязательной формой проверки выполнения работы. Защита производится на заседании кафедры, научно-методического семинара кафедры, научной проблемной группы специальной комиссией, утверждаемой директором института, состоящей из 3 преподавателей кафедры, при непосредственном участии руководителя, в присутствии студентов. Результаты наиболее интересных курсовых работ (проектов) могут быть доложены на научных конференциях. Публичная защита стимулирует научный интерес, творчество, ответственность студен тов.

Каждая курсовая работа с учетом ее содержания оценивается по пятибалльной системе. Курсовая работа должна быть написана в сроки, устанавливаемые кафедрой.

Защита состоит в коротком докладе студента по выполненной работе и в ответах на вопросы присутствующих на защите. Научный руководитель зачитывает отзыв на курсовую работу (проект) студента.

Результаты защиты курсовой работы (проекта), согласно действующему Положению о текущем контроле и промежуточной аттестации в СКФУ, оцениваются дифференцированной отметкой по пятибалльной системе. Оценка курсовой работы (проекта) заносится в зачетную книжку студента и зачетно-экзаменационную ведомость, составляемую в 2-х экземплярах, один из которых хранится на кафедре в течение всего срока обучения студента, другой представляется в дирекцию института.

Анализ результатов курсового проектирования проводиться по следующим критериям:

1. Навыки самостоятельной работы с материалами, по их обработке, анализу и структурированию.

2.Умение правильно применять методы исследования.

3. Умение грамотно интерпретировать полученные результаты.

4. Способность осуществлять необходимые расчеты, получать результаты и грамотно излагать их в отчетной документации.

5. Умение выявить проблему, предложить способы ее разрешения, умение делать выводы.

6. Умение оформить итоговый отчет в соответствии со стандартными требованиями.

7.Умение защищать результаты своей работы, грамотное построение речи, использование при выступлении специальных терминов.

8. Способность кратко и наглядно изложить результаты работы.

9.Уровень самостоятельности, творческой активности и оригинальности при выполнении работы.

Оценка **«отлично»** ставится студенту, который в срок, в полном объеме и на высоком уровне выполнил курсовой проект. При защите и написании работы студент продемонстрировал вышеперечисленные навыки и умения. Тема, заявленная в работе раскрыта полностью, все выводы студента подтверждены материалами исследования и расчетами. Отчет подготовлен в соответствии с предъявляемыми требованиями. Отзыв руководителя положительный.

Оценка **«хорошо»** ставиться студенту, который выполнил курсовую работу, но с незначительными замечаниями, был менее самостоятелен и инициативен. Тема работы раскрыта, но выводы носят поверхностный характер, практические материалы обработаны не полностью. Отзыв руководителя положительный.

Оценка **«удовлетворительно»** ставится студенту, который допускал просчеты и ошибки в работе, не полностью раскрыл заявленную тему, делал поверхностные выводы, слабо продемонстрировал аналитические способности и навыки работы с теоретическими источниками. Отзыв руководителя с замечаниями.

Оценка **«неудовлетворительно»** ставится студенту, который не выполнил курсовую работу, либо выполнил с грубыми нарушениями

требований, не раскрыл заявленную тему, не выполнил практической части работы.

4 Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Большая часть самостоятельной работы студента состоит в **изучении литературы**. Одна из задач студента – научиться самостоятельно работать с книгой, а это требует определенных затрат энергии и времени. Поэтому надо научиться делать эту работу рационально, то есть необходимо учиться читать.

Как работать с учебной и научной книгой

Методы эффективной работы с книгой в целях развития интеллекта можно условно разделить на две группы:

1. Правильная организация процесса чтения
2. Повышение скорости чтения и восприятия.

В комплексе оба метода могут в 2-3 раза сократить время прочтения различных материалов.

При чтении текста мозг формирует «свою трактовку содержания» прочитанного. Происходит перекодирование сообщения на языке собственных мыслей читателя. Мозг выделяет «ядерное», сущностное значение из текста. Эффективность такой перекодировки зависит от осмысления и внимательности чтения.

Как показали эксперименты, знание и умелое применение некоторых упражнений дают возможность извлекать «ядерное» значение в тексте быстро и надежно. Эти упражнения основаны на использовании дифференциального алгоритма чтения. Центральное место в этом алгоритме занимает «блок доминанта». Это слово в переводе с латинского языка означает «господствующий, основной, главный». Что же такое доминанта применительно к тексту?

Доминанта – главная смысловая часть текста. Она выражается своими словами, на языке собственных мыслей, является результатом переработки

текста, его осмысления в соответствии с индивидуальными особенностями читателя, выявления основного замысла автора.

Дифференциальный алгоритм чтения в соответствии с блоками позволяет реализовать логико-семантический анализ текста: вначале выделить ключевые слова, затем построить смысловые ряды и, наконец, выделив цепь знаний, сформулировать доминанту. Именно так и только так (по О.А. Андрееву) можно увидеть главное, действительно, проникнуть в суть вещей, явлений, излагаемых автором.

Возможны три основных способа чтения.

- Первый способ – артикуляция или проговаривание вслух (или почти вслух) того, что читаешь. Скорость такого чтения невелика.
- Второй способ – чтение про себя, при котором речевой процесс проявлен в форме внутренней речи, то есть без открытой артикуляции. Текст, при этом усваивается более эффективно. Способ в принципе допускает быстрое чтение.
- Третий, наиболее совершенный способ чтения – тоже молча, но в условиях максимального сжатия внутренней речи, при котором она проявляется в виде коротких залпов ключевых слов и смысловых рядов, адекватно отражающих смысл текста.

Итак, артикуляция замедляет процесс чтения и от нее необходимо избавиться. Однако не приведет ли сокращение артикуляции при повышении скорости чтения к снижению качества восприятия и осмысления полученной информации?

Как показали исследования психологов, иногда при чтении слова могут быть заменены наглядными представлениями, пространственными схемами. Целые группы слов – одним словом.

Быстро читающие люди обладают способностью, не проговаривания читаемый текст, сразу улавливать и фиксировать замысел автора, а затем усваивать его на уровне внутренней речи. В этом случае, несмотря на высокую скорость чтения, происходит глубокое понимание и усвоение

прочитанного, так как основная идея понятна с самого начала. Задачу научиться такому чтению можно решать в два этапа. Первый предполагает сокращение артикуляции, если она ярко выражена, второй – овладение приемами чтения, при которых текст воспринимается крупными информационными блоками.

Перед углубленным чтением любого текста (статьи, книги, конспекта, лекции перед экзаменом) сначала бегло просмотрите его целиком. При этом постарайтесь выявить основные стержневые идеи, наиболее крупные части и логику их изложения. Лишь после такого просмотра переходите к более детальному чтению.

Перед чтением статьи или параграфа учебника попробуйте проделать следующее: прочитайте внимательно первый абзац, потом бегло просмотрите первые или последние фразы следующих абзацев (в них обычно содержится основная информация), обратите внимание на курсивы, разрядки, подзаголовочный текста и, наконец, внимательно прочтите один-два последних абзаца; постарайтесь выявить основное направление текста и его построение.

Прочитав в тексте интересную идею, полезно остановить свое внимание на ней, прислушаться к тем мыслям, которые она у вас вызвала, подумать о тех последствиях, которые из нее вытекают, попытаться развивать ее дальше.

Существенно замедляют чтение регрессии – частые возвратные движения глаз, многократное повторное прочитывание материала. Возвратиться к уже прочитанному, но недостаточно хорошо понятому участку лучше всего, когда прочитан законченный смысловой фрагмент текста и сделана хотя бы попытка его осмысления, а не в процессе чтения предложения.

Любой текст не однороден по своей информационной насыщенности. В некоторых предложениях, абзацах сконцентрировано очень много информации, например, формулируются основные положения, ведущие идеи

и т.д., а другие служат лишь иллюстрацией, фоном. Таким образом, текст имеет «смысловой рельеф». Чем точнее читатель умеет определить степень важности каждого отрезка теста и приспособить к «смысловому барьеру» способ своего чтения (то есть замедлить и углубить в более важных местах и ускорять в менее важных), тем продуктивнее чтение. Постарайтесь гибко варьировать способ работы с текстом в соответствии с его «смысловым барьером».

Чтобы чтение было эффективным, попробуйте по прочитанному всегда отвечать на 6 вопросов: «*Кто делает? Что делает? Когда? Почему? Где? Как?»*

Формы ведения записей

Самостоятельная работа с книгой может быть успешной, если текст не только прочитан, но и законспектирован. Существует несколько **форм записей**, но любая форма записи не даст нужного результата, если не будет пробуждать мысли того, кто ее ведет, если отсутствует активная работа ума и формирование своих выводов из прочитанного.

Выбор формы записи зависит от индивидуальных особенностей человека, его образованности и опыта. При этом не меньшую роль играет назначение записей, то есть то, какие задачи ставит перед собой человек (для самообразования, для выступления на семинаре, для использования в будущем).

Введение записей мобилизует наряду со зрительной памятью, также и моторную память. Кроме того, у человека, систематически ведущего записи изучаемой литературы, создается свой фонд материалов для быстрого повторения и мобилизации накопленных знаний.

Все записи должны быть убористыми и компактными. Интервалы между строками должны быть достаточными, чтобы вписывать дополнения. Рекомендуется вести записи ручкой, а карандашом или ручкой другого цвета пользоваться для отметок и выделений при последующей работе. Полезно также датировать записи.

Записи могут носить различный характер: план, выписки, тезисы, аннотирование, конспектирование, реферирование.

1. План - наиболее краткая формой записи.. Это перечень вопросов, рассматриваемых в книге или статье. План обычно раскрывает структуру произведения, логику автора, способствует лучшей ориентации в содержании.

Так, составленным планом можно воспользоваться, чтобы вспомнить прочитанное или быстро отыскать в книге нужное место. Представление об основных пунктах плана дает оглавление книги, поэтому во многих случаях наименования глав и разделов можно использовать в качестве пунктов. Составление плана приучает логически мыслить, вырабатывать умение сжато и последовательно излагать суть вопроса в письменной и устной форме.

Существует два способа составления плана: работа над ним по ходу чтения и составление плана после ознакомления с произведением. При этом план получается более последовательным и стройным.

Трудность составления плана состоит в том, что надо выяснить для себя, прежде всего, построение изучаемого текста, ход мыслей автора и лишь затем изложить содержание работы кратко и ясно. При всей своей краткости план дает представление о содержании прочитанного. Следует учесть, что форма плана не исключает цитирования отдельных мет и обобщений. Различают простой и развернутый план. В отличие от простого плана развернутый план не только содержит перечисление вопросов, но и раскрывает основные идей произведения, может включать выдержки из него, схемы, таблицы. Планом, особенно развернутым, необходимо пользоваться при написании выступления или статьи.

В целом развернутый план дает гораздо большее представление о произведении, его основных идеях, задачах, которые в нем решаются. Он может включать положения, замечания, собственные мысли студента.

Важно знать, что составление планов помогает вырабатывать способность к отвлеченному, абстрактному мышлению, но наибольшую

пользу составление плана даст подготовленным лицам, которые бывают достаточно лишь взглянуть на перечень основных вопросов, чтобы воспроизвести содержание прочитанного.

2. Тезисы – более сложная и совершенная форма записи, чем составление плана.

Это сжатое изложение основных мыслей прочитанного произведения или подготовляемого вступления. Особенностью тезисов является их утвердительный характер.

В них сосредотачивается самое главное, только выводы и обобщения, в них меньше доказательств, иллюстрации и пояснений. Тезисы не должны повторять дословно текст, но в ряде мест могут быть близки к нему, воспроизводя некоторые характерные выражения автора, важные для понимания хода его мыслей. Составление тезисов помогает глубже понять основные идеи произведения, выделить главное в нем; приучают сжато, точно и четко сформулировать свои мысли, повышает культуру речи и письма. При составлении тезисов учитывают следующее. Прежде всего, если произведение небольшое, необходимо внимательно изучать его в целом, если большое – изучать по главам и разделам. Затем, когда будут ясны основные идеи, кратко и последовательно излагать их в виде пунктов.

Различают простые и сложные, развернутые тезисы. Если записывают только утверждение чего – либо, такой тезис называют простым, а сложным тезисом будет выражение главной мысли, содержащее, кроме утверждения, еще и краткое ее доказательство.

Часто тезисы формулируются самим автором как выводы и обобщения в заключении книги или разделах книги. Нередко тезисы выделяются в тексте другим шрифтом.

Рекомендуется делать тезисные записи своими словами, причем можно записывать один абзац за другим, учитывая смысловую связь между ними. Но в большинстве случаев следует составлять сводный тезис, сложный по

форме. При этом объединяется несколько утверждений, тесно связанных между собой.

Тезисы по содержанию очень близки к **конспекту**, но конспект носит более описательный характер, и его положения не столь категоричны, как в тезисах. Кроме того, конспект представляет собой более полную форму записи.

Следует отметить, что различие между формами записей условно, но в любой форме запись – важнейшая часть самостоятельной работы с книгой.

3. Выписки. Это записи текста из книги: теоретических положений, статистических данных, имеющих по мнению читателя важное значение.

Достоинство выписок состоит в точности воспроизведения текста книги, удобстве пользования записями при последующей работе, в накоплении обобщений и фактического материала. Выписки полезны для повторения, освежения в памяти прочитанного, для быстрой мобилизации своих знаний, когда необходимо в короткий срок вспомнить материал. Выписки выделяют из текста самое главное и тем самым помогают глубже понять его. Без них трудно обойтись при подготовке доклада, реферата, выступления. Выписки следует рассматривать как составную часть тезисов и конспектов.

Выписывать текст можно и по ходу чтения и после его завершения. В последнем случае надо замечать места, которые потом будут выписаны. Необходимо каждую выписку снабжать ссылкой на источник с указанием соответствующей станицы. Это нужно, чтобы в последствии можно было быстро найти в книге соответствующее место. Целесообразно выписывать из текста только такие места, в которых содержится самое главное, суть вопроса. Выписки должны быть ориентированы на изучение произведения в целом, а не отдельных мест, поскольку положения, вырванные из общего контакта, понимаются нередко совсем не так, как этого хотел автор. Иначе говоря, отдельно взятые, лишенные пояснений выдержки могут быть не поняты или поняты неправильно.

Выписки бывают дословные (цитаты) и «свободные», когда мысли автора излагаются своими словами. Следует учесть, что большие отрывки, которые трудно цитировать, целесообразнее в краткой форме переложить своими словами, но «яркие» и важные места лучше выписывать дословно. Каждую цитату следует заключать в кавычки. Если ее берут из середины предложения, то после вводных кавычек ставят три точки. Ставят их и в конце цитаты, если из предложения опущены последние слова.

Следует знать, что какого-либо единого метода выписок, годного для всех случаев, не существует, поскольку у каждого человека свои особенности мышления и восприятия, свои подход к теме. Все это влияет на содержание и характер выписок.

Выписки рекомендуется хранить в картотеке, конвертах или папках, на которых следует обозначить общую тему.

4. Аннотация – еще одна форма записи, являющаяся кратким обобщением содержания книги. Ею удобно пользоваться, если имеется намерение вернуться к изучаемому произведению. Аннотация может быть необходима и для того, чтобы не забыть о нем.

Для составления аннотации надо сначала полностью прочитать и глубоко продумать произведение. При всей своей краткости аннотация может содержать отдельные фрагменты авторского текста, а не только оценку книги или статьи.

5. Резюме очень близко к аннотации. Это запись, являющаяся краткой оценкой прочитанного материала. Различие между ними состоит в том, что аннотация сжато характеризует произведение в целом, а резюме концентрирует внимание на его выводах, главных итогах.

6. Конспект – наиболее совершенная и наиболее сложная форма записи. Слово «конспект» происходит от латинского «conspectus», что означает «обзор, изложение». В правильно составленном конспекте обычно выделено самое основное в изучаемом тексте, сосредоточено внимание на

наиболее существенном, в кратких и четких формулировках обобщены важные теоретические положения.

Конспект представляет собой относительно подробное, последовательное изложение содержания прочитанного. На первых порах целесообразно в записях ближе держаться тексту, прибегая зачастую к прямому цитированию автора. В дальнейшем, по мере выработки навыков конспектирования, записи будут носить более свободный и сжатый характер.

Конспект книги обычно ведется в тетради. В самом начале конспекта указывается фамилия автора, полное название произведения, издательство, год и место издания. При цитировании обязательная ссылка на страницу книги. Если цитата взята из собрания сочинений, то необходимо указать соответствующий том. Следует помнить, что четкая ссылка на источник – непременное правило конспектирования. Если конспектируется статья, то указывается, где и когда она была напечатана.

Конспект подразделяется на части в соответствии с заранее продуманным планом. Пункты плана записываются в тексте или на полях конспекта. Писать его рекомендуется четко и разборчиво, так как небрежная запись с течением времени становиться малопонятной для ее автора. Существует правило: конспект, составленный для себя, должен быть по возможности написан так, чтобы его легко прочитал и кто-либо другой.

Формы конспекта могут быть разными и зависят от его целевого назначения (изучение материала в целом или под определенным углом зрения, подготовка к докладу, выступлению на занятии и т.д.), а также от характера произведения (монография, статья, документ и т.п.). Если речь идет просто об изложении содержания работы, текст конспекта может быть сплошным, с выделением особо важных положений подчеркиванием или различными значками.

В случае, когда не ограничиваются переложением содержания, а фиксируют в конспекте и свои собственные суждения по данному вопросу или дополняют конспект соответствующими материалами их других

источников, следует отводить место для такого рода записей. Рекомендуется разделить страницы тетради пополам по вертикали и в левой части вести конспект произведения, а в правой свои дополнительные записи, совмещая их по содержанию.

Конспектирование в большей мере, чем другие виды записей, помогает вырабатывать навыки правильного изложения в письменной форме важные теоретических и практических вопросов, умение четко их формулировать и ясно излагать своими словами.

Таким образом, составление конспекта требует вдумчивой работы, затраты времени и труда. Зато во время конспектирования приобретаются знания, создается фонд записей.

Конспект может быть текстуальным или тематическим. В **текстуальном конспекте** сохраняется логика и структура изучаемого произведения, а запись ведется в соответствии с расположением материала в книге. За основу тематического конспекта берется не план произведения, а содержание какой-либо темы или проблемы.

Текстуальный конспект желательно начинать после того, как вся книга прочитана и продумана, но это, к сожалению, не всегда возможно. В первую очередь необходимо составить план произведения письменно или мысленно, поскольку в соответствии с этим планом строится дальнейшая работа. Конспект включает в себя тезисы, которые составляют его основу. Но, в отличие от тезисов, конспект содержит краткую запись не только выводов, но и доказательств, вплоть до фактического материала. Иначе говоря, конспект – это расширенные тезисы, дополненные рассуждениями и доказательствами, мыслями и соображениями составителя записи.

Как правило, конспект включает в себя и выписки, но в него могут войти отдельные места, цитируемые дословно, а также факты, примеры, цифры, таблицы и схемы, взятые из книги. Следует помнить, что работа над конспектом только тогда будет творческой, когда она не ограничена текстом

изучаемого произведения. Нужно дополнять конспект данными из другими источников.

В конспекте необходимо выделять отдельные места текста в зависимости от их значимости. Можно пользоваться различными способами: подчеркиваниями, вопросительными и восклицательными знаками, репликами, краткими оценками, писать на полях своих конспектов слова: «важно», «очень важно», «верно», «характерно».

В конспект могут помещаться диаграммы, схемы, таблицы, которые придадут ему наглядность.

Составлению **тематического конспекта** предшествует тщательное изучение всей литературы, подобранной для раскрытия данной темы. Бывает, что какая-либо тема рассматривается в нескольких главах или в разных местах книги. А в конспекте весь материал, относящийся к теме, будет сосредоточен в одном месте. В плане конспекта рекомендуется делать пометки, к каким источникам (вплоть до страницы) придется обратиться для раскрытия вопросов. Тематический конспект составляется обычно для того, чтобы глубже изучить определенный вопрос, подготовиться к докладу, лекции или выступлению на семинарском занятии. Такой конспект по содержанию приближается к реферату, докладу по избранной теме, особенно если включает и собственный вклад в изучение проблемы.

Следующим методом самостоятельной работы с книгой является **реферирование** на определенную тему. Слово реферат употребляется в двух различных значениях:

1. Краткое изложение содержания книги, научной работы;

2.Доклад за заданную тему на основе критического образа литературных источников.

7. Реферат – это один из самых сложных видов самостоятельной работы с книгой, а для этого следует овладеть более простыми приемами работы – разработкой плана, составлением тезисов и конспектов. Подготовка

реферата и выступление с его изложением углубляет знания, расширяет кругозор, приучает логически, творчески мыслить, развивать культуру речи.

При просмотре литературы намечается ориентировочный план реферата, в который включается обычно 3-4 основных вопроса или раздела. Каждом из разделов формулируются подвопросы, помогающие последовательно раскрыть содержание проблемы.

В процессе изучения материала формулировки подвопросов и разделов обычно уточняются. При реферировании следует делать выписки, записывать мысли, возникающие при чтении; следует также точно записывать и определения тех понятий, которые будут использованы в реферате. Из прочитанной литературы нужно заимствовать не буквальный текст, а важнейшие мысли, идеи, теоретические положения; можно цитировать небольшие отрывки, приводить диаграммы, схемы, чертежи, но главное – высказывать собственные соображения по вопросам реферата. Приведенные выше советы следует рассматривать как примерные, предполагающие и другие подходы, поскольку у каждого человека вырабатываются свои приемы и навыки составления рефератов. Большую помощь в работе над рефератом оказывают предисловия к монографиям и сборникам. В них можно найти сведения о цели издания, а также о существующих пробелах в исследовании.

При разработке плана реферата важно учитывать, чтобы каждый его пункт раскрывал одну из сторон избранной темы, а все пункты в совокупности охватывали тему целиком. Различают несколько композиционных решений реферата: во-первых, хронологическое, когда тема раскрывается в исторической последовательности; во-вторых, описательное, при котором тема расчленяется на составные части, в целом раскрывающие определенное явление; в-третьих, аналитическое, когда тема исследуется в ее причинно-следственных связях и взаимозависимых проблемах. Важно следить за тем, чтобы каждый пункт плана был соотнесен с главной темой и не содержал повторения в других пунктах. Важными разделами реферата

является вступление и заключение. Во вступлении надо обосновать актуальность темы, обозначить круг составляющих ее проблем, четко и кратко определить задачу своей работы. В заключении делаются краткие выводы, подводятся итоги. В конце реферата должен быть приложен список литературы.

В отличие от тематического конспекта реферат требует большей творческой активности, самостоятельности в обобщении изученной литературы, умения логически стройно изложить материал, оценить различные точки зрения на исследуемую проблему и высказать о ней собственное мнение. В реферате важно связать теоретические положения с практикой.

Итак, реферат – это самостоятельное произведение автора, которое должно свидетельствовать о знании литературы по данной теме, ее основной проблематике, отражать точку зрения автора реферата на эту проблематику, его умение осмысливать явления жизни на основе теоретических знаний.

При оценке реферата обычно руководствуются следующими критериями:

1. Удалось ли его автору раскрыть сущность данной проблемы;
2. Сумел ли автор показать связь рассматриваемой проблемы с жизнью;
3. Проявил ли автор самостоятельность и творческий подход в изложении реферата;
4. Можно ли считать реферат логически стройным и т.д.

5. Методические рекомендации по выполнению курсового проекта

Курсовой проект является важнейшим элементом самостоятельной работы студентов. Основной целью курсовой работы является получение будущим специалистом практических навыков по решению комплексных задач, возникающих в практической деятельности, а также создание и развитие навыков исследовательской работы, умения работать с научной литературой, делать на основе ее изучения выводы и обобщения,

Основными задачами курсовой работы являются:

1) овладение первичными навыками ведения исследовательской работы; развитие творческих способностей индивидуально для каждого студента;

2) подготовка студента к выполнению выпускной-квалификационной работы;

3) усвоение методов грамотного ведения, оформления и редактирования деловой переписки, а также выполнения практической аналитической работы.

Умение вести исследование – подбирать, анализировать, обобщать материал, системно излагать его научным стилем, обосновывать выводы, оформлять работу – отличает специалиста с высшим образованием. Курсовые работы последовательно готовят выпускника, наращивая владение элементами исследовательской работы. Среди других форм развития творческого потенциала студентов – рефераты, эссе, научные доклады на студенческой научной конференции и др., курсовые работы занимают ведущее место, уступая по завершённости требований лишь дипломной работе.

В соответствии с целью и задачами назначение курсовой работы в учебном процессе конкретизируются в овладении студентами следующих знаний и навыков:

а) работа с библиографией: пользование каталогами и справочной литературой, статистическими и инструктивными материалами;

б) разработки плана работы;

в) понимания и грамотного написания введения к любой исследовательской работе;

г) методики и стиля изложения материалов работы;

д) редакционного оформления работы в соответствии с общеустановленными требованиями;

е) написание заключения, уяснение его назначения в работе;

ж) составление списка использованной литературы;

и) назначение приложений и их оформление.

Безусловно, овладение этими знаниями должно происходить постепенно, от курса к курсу, от предыдущей работы к каждой последующей круг требований должен расширяться, а их уровень возрастать.

Обязательным является наличие табличных, цифровых и графических данных; проблемно-поисковый характер работы, овладение методами доказательности приводимого материала, обоснование своей точки зрения и путей решения проблем.

Порядок работы над курсовой темой включает следующие этапы:

- Выбор темы и беседа с руководителем, утверждение ее кафедрой;
- Сбор материала, поиск литературы по теме, составление личного рабочего плана;
- Подготовка первого варианта;
- Сдача первого варианта курсовой работы руководителю;
- Доработка текста по замечаниям, его окончательное оформление и представление на кафедру

Работа над курсовой работой не должна откладываться на последние дни. Относиться к ней надлежит со всей ответственностью и добросовестностью. Только систематический, правильно спланированный и

организованный труд позволит добиться хорошего результата точно к установленному сроку

После завершения окончательного варианта работы научный руководитель готовит свое заключение и выставляет предварительную оценку. Окончательная оценка выставляется студенту по результатам защиты работы. Во время защиты автор должен быть готов за 5 минут устно изложить результаты проведенного исследования и ответить на вопросы. Умение отвечать на вопросы емко и четко является очевидным достоинством любого студента, претендующего на высокую оценку.

Основные критерии оценки курсовой работы вытекают из предъявляемых к ней требований. Такими критериями являются:

1) Глубина анализа, умение разобраться в затронутых проблемах.

2) Самостоятельность, творческий подход к рассматриваемой проблеме.

3) Полнота решения всех тех задач, которые были поставлены перед студентом.

4) Грамотность, логичность в изложении материала

5) Качество оформления.

Разумеется, при подготовке к защите автор должен иметь копию текста работы, поскольку ее первый экземпляр за несколько дней до защиты сдается на кафедру, на которой она была выполнена.

Каждая курсовая работа с учетом ее содержания оценивается по пятибалльной системе. Курсовая работа должна быть написана в сроки, устанавливаемые кафедрой. Работу, которую преподаватель признал неудовлетворительной, возвращается для переработки с учетом высказанных в отзыве замечаний.

6. Методические указания по подготовке к практическим и лабораторным занятиям

В рамках самостоятельной работы предусмотрена подготовка студента к проведению и защите лабораторных работ, а также самостоятельное решение практических задач.

Лабораторные занятия позволяют интегрировать теоретические знания и формировать практические умения и навыки студентов в процессе учебной деятельности.

Цели лабораторных/практических занятий по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети»:

1. закрепление теоретического материала путем систематического контроля за самостоятельной работой студентов;
2. формирование умений использования теоретических знаний в процессе выполнения лабораторных работ;
3. развитие аналитического мышления путем обобщения результатов лабораторных работ;
4. формирование навыков оформления результатов лабораторных/практических работ в виде таблиц, графиков, выводов.

На лабораторных занятиях осуществляются следующие формы работ со студентами: *индивидуальная* (оценка знаний, выполненных тестовых заданий, проверка рабочих тетрадей); *групповая* (выполнение заданий малыми группами по 2-4 человека); *фронтальная* (подведение итогов выполнения лабораторных работ, подведение итогов выполнения теста).

7. Методические указания по подготовке к экзамену

Готовиться к экзамену необходимо в течение всего учебного времени, т.е. с первого дня очередного семестра: вся работа студента на лекциях, семинарских занятиях, консультациях, а также написание рефератов и выполнение курсовых работ и т.п. – это и есть этапы подготовки студента к зачетам и экзаменам. Подготовка к сессии должна быть нацелена не столько на приобретение новых знаний, сколько на закрепление ранее изученного материала и повторение ею. Сумму полученных знаний студенту перед сессией надо разумно обобщить, привести в систему, закрепить и памяти, для чего ему надо использовать учебники, лекции, консультации, курсовые работы, рефераты и т.п., а также методические пособия и различного рода руководства. Повторение необходимо производить по разделам, темам.

Методика подготовки к сдаче зачета и экзамена одинакова и состоит из двух взаимосвязанных этапов.

1. Регулярное посещение всех учебных занятий в течение всего семестра: лекций, семинарских занятий, консультаций и т.п., а также активное изучение рекомендованной литературы, отработка (в случае необходимости) в установленные сроки всех пропущенных учебных занятий.

2. Непосредственная подготовка к экзамену, когда студенту нужно в короткий срок (2-4 дня) охватить весь изученный материал по предмету и успешно сдать экзамен. А для того, чтобы это успешно сделать, студент, в первую очередь, должен мысленно в спокойной обстановке вспомнить весь материал, изученный за семестр, с тем, чтобы выявить разделы курса (предмета) слабо изученные или плохо понятые при первоначальном изучении с целью устранения пробелов в своих знаниях. Для успешной подготовки к экзаменам студенту необходимо составить себе своеобразный рабочий график, в котором отразился бы последовательный переход от темы к теме, от раздела к разделу. Во время подготовки к экзаменам могут появиться вопросы. Их нужно записать и получить ответ на

предэкзаменационных консультациях. На консультациях преподаватель интересуется, как студентами изучены темы, пройденные в учебном процессе, при необходимости он разъясняет отдельные вопросы этих тем. Иногда преподаватель делает сжатый обзор важнейших тем курса, отмечает те вопросы, на которые студенты, ранее сдававшие экзамен, отвечали плохо. Во время подготовки к экзамену студенту необходимо просмотреть и собственные конспекты прослушанных лекций и самостоятельно проработанных тем семинарских занятий. Это позволит ему восстановить в памяти ранее изученные положения, выявить пробелы в своих знаниях и восполнить их из других источников. Значение предэкзаменационных консультаций очень велико. Они призваны: 1) помочь устранить пробелы в знаниях; 2) помочь систематизировать весь ранее изученный материал; 3) информировать студентов о новейших сведениях по тому предмету, который изучен последним.

Экзамен проводится в форме устного опроса.

Вопросы для подготовки к экзамену в 5 семестре:

1. Классификация электрических сетей. Фазные и линейные величины.

2. Основные элементы и общая характеристика воздушных линий.

3. Основные типы проводов. Понятие о конструкции воздушных линий.

4. Элементы и общая характеристика кабельных линий.

5. Схема замещения линий электропередач и их элементы.

6. Схемы замещения трансформаторов.

7. Схемы замещения автотрансформаторов.

8. Потери мощности в электрических сетях (в линиях и трансформаторах).

9. Статические характеристики нагрузок по U и f.

10. Виды нагрузок. Задание нагрузок и генераторов.

11. Расчет питающей линии при заданном токе нагрузки. Векторная диаграмма.

12. Расчет питающей линии при заданной мощности нагрузки и

напряжении в конце. Векторная диаграмма.

13. Падение и потеря напряжения. Векторная диаграмма.

14. Расчет напряжения "по данным конца". Векторная диаграмма.

15. Расчет напряжения "по данным начала". Векторная диаграмма.

16. Расчет двух питающих линий при заданной мощности нагрузки и напряжении в конце. Векторная диаграмма.

17. Расчет двух питающих линий при заданном напряжении в начале.

18. Расчетные нагрузки подстанций.

19. Расчет напряжения на низкой стороне подстанций.

20. Расчет сетей с разными номинальными напряжениями

21. Распределительные сети и допущения при их расчете.

22. Расчет ΔUнб в распределительных сетях.

23. Линия с равномерно распределенной нагрузкой.

24. Простые замкнутые сети и допущения при их расчете.

25. Распределение мощностей в линии с двухсторонним питанием при U1=U4.

26. Распределение мощностей в линии с двусторонним питанием при U1#U4.

27. Распределение напряжений в линии с двусторонним питанием в нормальном режиме.

28. Распределение напряжений в линии с двусторонним питанием в послеаварийном режиме.

29. Баланс активной мощности и регулировании частоты.

30. Регулирование скорости и частоты турбины.

31. Первичное и вторичное регулирование частоты турбины.

32. Регулирование частоты в энергосистеме.

33. Баланс реактивной мощности и изменение напряжения.

34. Регулирующий эффект нагрузки.

35. Потребители реактивной мощности.

36. Генерация реактивной мощности синхронными генераторами ЭС.

37. Компенсация реактивной мощности.

38. Продольная компенсация.

39. Поперечная компенсация.

40. Компенсирующие устройства.

41. Расстановка компенсирующих устройств.

42. Регулирование напряжения в энергосистемах.

43. Встречное регулирование напряжения.

44. Регулирование напряжения на электростанциях.

45. Регулирование напряжения трансформаторами с ПБВ.

46. Регулирование напряжения трансформаторами с РПН.

47. Линейные регуляторы. Продольное и поперечное регулирование U.

48. Регулирование напряжения изменением сопротивления сети.

49. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности в сети.

50. Регулирование напряжения синхронными компенсаторами.

51. Показатели качества электроэнергии.

52. Несимметрия и меры борьбы с нею.

53. Несинусоидальность и меры борьбы с нею.

54. Показатели несимметрии и несинусоидальности. Их причины.

55. Кольцевая сеть напряжением 110 кВ связывает электростанцию 1 с понижающими подстанциями 2, 31, имеющими расчетные нагрузки 28+j23 МВА и 39,2+j32,89 МВА. Марки проводов, длины линий указаны на рисунке. Сопротивления их равны: 3,6+j12,15 Ом; 5+j6 Ом; 8,1+j20,65 Ом. Напряжение на шинах электростанции равно 113 кВ. Определить мощность, протекаемую от узла 2 к узлу 3. Расчет провести без учета потерь мощности.

56. От шин районной подстанции с напряжения 230 кВ по линии длиной 120 км, выполненной проводом АС-300/39, питается потребитель мощностью 80+j30 МВА.

Найти потери мощность в данном режиме и напряжение в конце линии при отключенной нагрузке.

57. По линии напряжением 110 кВ и длиной 25 км выполненной проводом АС-120/19, необходимо доставить потребителям мощность 30+j15 МВА при напряжении 110 кВ. Найти мощность и напряжение, которые нужно подвести к линии.

58. От шин районной подстанции с напряжения 225 кВ по линии длиной 100 км, выполненной проводом АС-300/39, питается потребитель мощностью 60+j20 МВ А.

Найти потери мощности в линии и напряжение в конце линии в данном режиме.

59. Линия электропередачи напряжением 110 кВ протяженностью 100 км выполнена проводом АС 150/19. Определить как будет изменяться активное сопротивление этой линии, если минимальная температура воздуха -10 °С, а максимальная +40 °С.

Погонное активное сопротивление линии при +20 °С Ом/км. Температурный коэффициент электрического сопротивления 0,00403 Ом/град

606. Определить, как изменится полное сопротивление воздушной ЛЭП напряжением 330 кВ, выполненной проводом АСК-240/56, при горизонтальном расположении проводов с расстоянием 11 м, если провода расположить в вершинах равностороннего треугольника.

61 Определить удельные параметры одноцепной воздушной линии 110 кВ с проводами марки АС 95/16, расположенными на П-образных деревянных опорах с расстоянием между проводами 4 м, и вычислить параметры схемы замещения двухцепной линии длиной 80 км.

62. По двум параллельно работающим линиям с напряжением в конце 112 кВ и длиной 60 км, выполненной проводами АС-185/29, получает электроэнергию потребитель мощностью 70 МВт при коэффициенте мощности. Найти потери мощности и напряжение в начале линий.

63. Определить удельные параметры одноцепной воздушной линии 110 кВ с проводами марки АС 95/16, расположенными на П-образных деревянных опорах с расстоянием между проводами 4,3 м, и вычислить параметры схемы замещения двухцепной линии длиной 100 км.

64. Определить погрешность от неучета поперечной составляющей падения напряжения при расчете напряжения в начале воздушной линии длиной 80 км, выполненной проводом АС-300/39, в конце которой напряжение равно 225 кВ при нагрузке 100+j30 МВА.

65. Линия электропередачи напряжением 110 кВ протяженностью 80 км выполнена проводом АС 150/19. Определить как будет изменяться активное сопротивление этой линии, если минимальная температура воздуха -20 °С, а максимальная +30 °С.

Погонное активное сопротивление линии при +20 °С Ом/км. Температурный коэффициент электрического сопротивления 0,00403 Ом/град

66. Определить удельные параметры воздушной и кабельной линий электропередачи напряжением 10 кВ, а также параметры схемы замещения этих линий при их длине 4 км. Воздушная линия выполнена проводами АС-50/8 при среднегеометрическом расстоянии между ними 2,5 м, кабельная линия – кабелем ААБ 3х50 при среднегео-метрическом расстоянии между

жилами кабеля 1,5 см. Максимальная мощность, передаваемая по воздушной линии, составляет 1000 кВА, по кабельной – 1600 кВА.

Вопросы для подготовки к экзамену в 6 семестре:

1. Капиталовложения в элементы энергосистем
2. Расходы по эксплуатации электрической сети
3. Технико-экономическое сравнение вариантов сети
4. Категории надежности электроснабжения потребителей
5. Технико-экономическое сравнение вариантов сети с учетом ущерба
6. Методы прогнозирования нагрузок энергосистем
7. Выбор номинального напряжения сети
8. Чистый дисконтированный доход
9. Выбор сечения проводов по экономической плотности тока
10. Выбор сечений проводов по экономическим интервалам
11. Выбор сечения линии по допустимой потере напряжения при условии равенства сечения на всех участках линии
12. Выбор сечения линии по допустимой потере напряжения при условии минимума суммарных потерь активной мощности
13. Выбор сечения линии по допустимой потере напряжения при условии минимума расхода проводникового материала
14. Температура, допустимая по нагреву проводов и кабелей
15. Ток, допустимый по нагреву проводов и кабелей
16. Проверка сечений по условиям нагрева
17. Аппараты, защищающие сеть от перегрева
18. Выбор аппаратов, защищающих сеть от перегрева
19. Линейные уравнения узловых напряжений
20. Метод Гаусса решения линейных уравнений узловых напряжений
21. Применение обратной матрицы $\mathbf{Z}_y$ для решения линейных уравнений узловых напряжений.
22. Метод простой итерации решения линейных уравнений узловых напряжений

23. Метод Зейделя решения линейных уравнений узловых напряжений

24. Нелинейные уравнения узловых напряжений

25. Метод Гаусса решения нелинейных уравнений узловых напряжений

26. Применение обратной матрицы $\mathbf{Z}_y$ для решения нелинейных уравнений узловых напряжений.

27. Метод простой итерации решения нелинейных уравнений узловых напряжений

28. Метод Зейделя решения нелинейных уравнений узловых напряжений

29. Метод Ньютона решения нелинейных уравнений узловых напряжений

30. Упрощение схем замещения сетей путем замены нескольких линий одной

31. Упрощение схем замещения сетей путем переноса нагрузки

32. Преобразования треугольника в звезду и обратно

33. Учет слабой заполненности матриц

34. Классификация потерь энергии

35. Расчет потерь электроэнергии по графику нагрузки

36. Расчет потерь электроэнергии по времени наибольших потерь

37. Расчет потерь электроэнергии методом τ_P τ_Q

38. Расчет потерь электроэнергии методом двух τ

39. Расчет потерь электроэнергии методом средних нагрузок

40. Расчет потерь электроэнергии методом характерных режимов

41.Условно-постоянные потери в трансформаторах, ЛЭП и оборудовании

42. Мероприятия по снижению технических потерь энергии

43. Уравнения несимметричных режимов в фазных и симметричных координатах при несимметричной нагрузке

44. Несинусоидальные режимы. Гармоники тока и напряжения

45. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки РГпред = 2300 МВт и работают с выдачей мощности Р0 = 2000 МВт при начальной номинальной частоте f0 = fном = 50 Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки ?Рн = 200 МВт. Статизм характеристики генераторов равен Sг = 0,067, нагрузки – Sн = 1

46. Генераторы ЭЭС, имеющие предельную допустимую мощность загрузки РГпред = 2300 МВт, работают с выдачей мощности Р0 = 2000 МВт при начальной номинальной частоте f0 = fном = 50 Гц. Опреде-лить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки ?Р = 400 МВт. Статизм характеристики генераторов SГ = 0,067, нагруз-ки – Sн = 1*

47. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки Ргпред = 2400 МВт и работают с выдачей мощности Р0 = 2000 МВт при начальной номинальной частоте f= 50 Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки ?Рн=200 МВт. Статизм характеристики нагрузки Sн = 1, генераторов: а) SГ=0,06; б) SГ=0,08.

48. Выбрать тип устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ) и определить его мощность, необходимую для обеспечения заданного уровня напряжения у потребителя 6,3 кВ. Определить напряжение в узле 2 с учетом УКРМ. Схема сети и ее

параметры приведены на рисунке, мощность нагрузки задана в максимальном режиме. Расчет выполнить без учета потерь мощности.

49. Районная понизительная подстанция связана с источником питания одноцепной линией напряжением 110 кВ (Ом). Наибольшая нагрузка подстанции составляет S=22+j20 МВА. По условиям работы потребителей потери напряжения в линии при этой нагрузке должны быть не более 6%. Для снижения потерь напряжения в каждую фазу линии предполагается последовательно включить однофазные конденсаторы мощностью 40 кВАр, напряжением 0,66 кВ Определить необходимое количество конденсаторов и установленную мощность конденсаторов. Потери мощности в линии не учитывать.

50. Для предложенной схемы географического расположения источника питания района и пунктов потребления электроэнергии определить потокораспределение активной мощности и номинальное напряжение воздушных линий электрической сети

51. На подстанции 220/35/10 кВ установлен трехобмоточный трансформатор, номинальная мощность которого Sном = 40 МВА. Напряжение на шинах высшего напряжения (ВН) равно 227,6 кВ. Мощности нагрузок на шинах среднего (СН) и низшего (НН) напряжения подстанции Sс = 15 + j10 МВА; Sн = 10 + j4 МВА. На стороне 10 кВ трансформатора необходимо поддерживать напряжение, равное 105 % номинального. На шинах 35 кВ наилучший уровень напряжения составляет 36,2 кВ. Выбрать ответвления устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и переключения без возбуждения (ПБВ) трехобмоточного трансформатора. Определить действительные напряжения на шинах СН и НН после регулирования.

52. Определить допустимые колебания напряжений на высшей стороне трансформатора с РПН из условий обеспечения качества электроэнергии на шинах низшего напряжения. Исходная схема приведена в задании.

53. Подстанция получает питание по воздушной ЛЭП 10 кВ, выполненной проводом АС–50/8 ($r0$ = 0,603 Ом/км; $x0$ = 0,388 Ом/км) протяженностью 5 км. Передаваемая по ЛЭП мощность составляет 1200 + j1050 кВ•А. Требуется определить мощность конденсаторной батареи, которую необходимо установить на стороне 10 кВ подстанции, чтобы потери напряжения снизились до значения 5 % от Uном.