

### Лабораторная работа № 3 «Расчёт режима максимальных нагрузок замкнутой электрической сети»

Цель работы: расчёт режима максимальных нагрузок замкнутой электрической сети по аналитическим выражениям.

**Вариант исходных данных из табл. 3.9–3.12 определяется по первым двум буквам фамилии и инициалам студента.** Например, студент Иванов Сергей Петрович будет иметь шифр задания ИВСП. Это означает, что из табл. 3.9 исходных данных к лабораторной работе следует взять вариант – И, из табл. табл. 3.10 – В, из табл. 3.11 – С, из табл. 3.12 – П.

Если фамилия состоит из одной буквы, то в качестве второй буквы следует взять букву А. Если нет второго инициала, то в качестве четвертой буквы следует взять букву А.

**Лабораторные работы, выполненные не по своему варианту, на проверку не принимаются.**

В конце отчёта по лабораторным работам необходимо указать, какие учебники, учебные пособия и электронные ресурсы были использованы при их выполнении.

Если отчёт не зачтён, то он возвращается студенту для доработки. При этом студент должен внести исправления и ответить на замечания, сделанные преподавателем.

В лабораторной работе № 3 предлагается выполнить расчёт режима максимальных нагрузок кольцевой электрической сети (рис. 3.4).

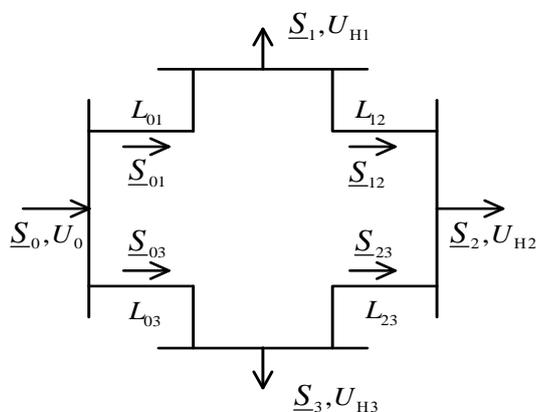


Рис. 3.4. Схема кольцевой электрической сети

Исходные данные для расчёта.

Коэффициент мощности источника питания  $\cos \varphi = 0,96$ .

Напряжение источника питания в режиме максимальных нагрузок  $U_0 = 121$  кВ.

Номинальное напряжение электроприёмников  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ.

По степени надёжности электроснабжения потребители отнесены к первой и второй категориям.

Параметры максимальных нагрузок подстанций и длины воздушных линий электропередачи приведены в табл. 3.9–3.12.

Таблица 3.9

Параметры нагрузки подстанции (ПС) 1

	АБД	ГВЗ	ЕЖЦ	ИЙКЁ	ЛМЫ	НОП	РСТ	УФХЪ	ЦЧШ	ЭЮЯЬ
$P$ , МВт	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$\cos \varphi$	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,86
$T_{\text{max}}$ , ч	3200	3250	3300	3350	3400	3450	3500	3550	3600	3650

Таблица 3.10

Параметры нагрузок подстанции (ПС) 2

	АБД	ГВЗ	ЕЖЦ	ИЙКЁ	ЛМЫ	НОП	РСТ	УФХЪ	ЦЧШ	ЭЮЯЬ
$P$ , МВт	16	17	18	19	10	11	12	13	14	15
$\cos \varphi$	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,86	0,87	0,88	0,85	0,86
$T_{\text{max}}$ , ч	4200	4250	4300	4350	4400	4450	4500	4550	4600	4650

Таблица 3.11

Параметры нагрузок подстанции (ПС) 3

	АБД	ГВЗ	ЕЖЦ	ИЙКЁ	ЛМЫ	НОП	РСТ	УФХЪ	ЦЧШ	ЭЮЯЬ
$P$ , МВт	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33
$\cos \varphi$	0,75	0,76	0,77	0,78	0,80	0,82	0,84	0,85	0,86	0,87
$T_{\text{max}}$ , ч	3500	3650	3700	3750	3800	3850	3900	3950	4000	4150

Таблица 3.12

Длины воздушных линий электропередачи  $l_{ij}$ , км

	АБД	ГВЗ	ЕЖЦ	ИЙКЁ	ЛМЫ	НОП	РСТ	УФХЪ	ЦЧШ	ЭЮЯЬ
$l_{01}$	20	23	26	30	37	40	44	47	49	50
$l_{03}$	25	28	32	24	26	28	30	35	30	25
$l_{12}$	19	18	17	26	23	33	34	32	34	35
$l_{23}$	35	38	32	44	25	28	30	28	19	20

### **Методические указания к лабораторной работе № 3**

Используя исходные данные, выполните расчёт режима максимальных нагрузок для схемы (рис. 3.4) в соответствии с приведённым ниже алгоритмом:

1. Выбор параметров элементов электрической сети.
  - 1.1. Выбрать и проверить сечения проводов линий электропередачи.
  - 1.2. Выбрать трансформаторы на подстанциях.
2. Расчёт электрического режима.
  - 2.1. Составить схему замещения электрической сети и определить её параметры.
  - 2.2. Рассчитать потоки мощности в ветвях схемы замещения с учётом потерь мощности в элементах.
  - 2.3. Рассчитать напряжения в узлах схемы замещения.
  - 2.4. Отрегулировать напряжение на шинах подключения электроприёмников до величины желаемого напряжения.
  - 2.5. Определить расчётный коэффициент мощности источника питания и сравнить его с заданным. Если расчётный коэффициент мощности не совпал с заданным, необходимо определить вид компенсирующего устройства, рассчитать его мощность и количество необходимых компенсирующих устройств.
  - 2.6. Рассчитать годовые потери электрической энергии.
3. Выводы по работе.

#### **Выбор числа цепей и сечений проводов ЛЭП и выполнение необходимых проверок**

Потребители первой и второй категорий по условию надёжности должны получать электроэнергию не менее чем с двух сторон. В кольцевой электрической сети этому условию удовлетворяют одноцепные ЛЭП.

На первом этапе расчёта потоки мощности в линиях замкнутой электрической сети (рис. 3.4) можно определить приближённо.

Уравнения для расчёта потока мощности на «головных» участках сети составляются по известному «правилу моментов». Однако уравнения включают в себя сопротивления линий сети, значения которых пока не определены. Чтобы решить поставленную задачу, на данном этапе расчёта принимается условие, что сеть однородна, т.е. для всех линий соблюдается соотношение  $R_0 / X_0 = \text{const}$ . Тогда уравнение для расчёта комплексного значения потока мощности на головном участке 01:

$$\underline{S}_{01} = \frac{\underline{S}_1(L_{12} + L_{23} + L_{03}) + \underline{S}_2(L_{23} + L_{03}) + \underline{S}_3L_{03}}{L_{12} + L_{23} + L_{03} + L_{01}}.$$

Аналогично составляется уравнение для расчёта мощности на участке 03.

Правильность расчёта мощности на головных участках следует проверить по балансу, когда в каждый момент времени количество мощности, поступающей в сеть, должно быть равно суммарной мощности, получаемой электроприёмниками. Здесь баланс мощности представляется уравнением:

$$\underline{S}_{01} + \underline{S}_{03} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3.$$

Комплексные значения потоков мощности в распределительных линиях 12 и 23 находятся из уравнений, составленных по первому закону Кирхгофа:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{01} - \underline{S}_1; \quad \underline{S}_{23} = \underline{S}_{03} - \underline{S}_3.$$

По полученным для каждой ЛЭП потокам мощности рассчитывают значения полного тока, а затем по справочнику, например [7], выбираются сечения проводов. Можно воспользоваться методикой выбора сечения, изложенной для лабораторной работы № 1. Сечения и марка провода выбираются для каждой линии.

Средневзвешенное время действия наибольшей нагрузки:

$$T_{\max \text{ ср. взв}} = \frac{\sum P_{\max i} \cdot T_{\max i}}{\sum P_{\max i}},$$

где  $P_{\max i}, T_{\max i}$  – соответственно активная мощность и время использования наибольшей нагрузки каждого электроприёмника, мощность которого передаётся по данной линии.

Выбранные сечения проводов проверяются по методике, изложенной в методических указаниях к лабораторной работе № 1.

Проверка выбранных сечений по максимальной токовой нагрузке производится током послеаварийного режима, причём из всех возможных послеаварийных режимов выбирается такой, при котором по проверяемой линии передаётся наибольшая мощность. Таким режимом в данной схеме является отключение одного наиболее загруженного головного участка сети, т.е. 01 или 03 (рис. 3.4). В этом случае замкнутая сеть превращается в разомкнутую и состоит из трёх последовательных

участков. Порядок расчёта потоков мощности на участках схемы сети подобен тому, который использовался в лабораторной работе № 1.

### **Выбор трансформаторов на подстанциях**

Выбор числа и мощности трансформаторов для подстанции подробно рассмотрен в лабораторной работе № 1. При выполнении лабораторной работы 2 предлагается подробно описать процесс выбора трансформаторов только для одной из трёх подстанций, а для остальных привести конечные результаты в одной обобщающей таблице. Таблица составляется таким образом, чтобы в ней был отражён процесс выбора трансформаторов, т.е. кроме паспортных данных трансформаторов в таблице должны быть приведены значения полной мощности нагрузки подстанции  $\underline{S}_i$  и расчётная мощность трансформатора  $\underline{S}_{Ti}$ . Следует выбирать понижающий трансформатор с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Параметры некоторых трансформаторов приведены в [7].

### **Составление схемы замещения и определение её параметров**

Схема замещения (рис. 3.5) повторяет конфигурацию заданной электрической сети (рис. 3.4) и состоит из схем замещения её элементов.

Формулы и методика расчёта параметров схемы замещения трансформаторов и ЛЭП изложены в методических указаниях к выполнению лабораторной работы № 1.

Для электрических сетей номинального напряжения 110 кВ и выше необходимо учитывать в схемах замещения зарядную мощность ЛЭП:

$$Q_{cij} = b_{0ij} \cdot L_{ij} \cdot n_{ij} \cdot U_{\text{ном}}^2,$$

где  $i$  и  $j$  обозначают номера узлов, к которым подключена данная ЛЭП;  $b_{0ij}$  – погонная ёмкостная проводимость, См/км;  $L_{ij}$  – длина ЛЭП, км;  $n_{ij}$  – количество цепей ЛЭП;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение линии.

### **Точный электрический расчёт режима**

Вначале производит приближённый расчёт потоков мощности без учёта потерь мощности, выявляют точки потокораздела активной и реактивной мощностей. Затем делают уточнённый расчёт потоков мощности с учётом потерь, а также расчёт фактических напряжений во всех узлах электрической сети, в том числе на шинах электроприёмников.

С целью упрощения расчётов сети вводится понятие расчётной нагрузки узла схемы замещения. Расчётная нагрузка подстанции

представляет собой суммарную мощность, потребляемую данной подстанцией, следовательно, включает в себя мощность нагрузки потребителей, потери мощности в трансформаторах и примыкающие зарядные мощности ЛЭП.

Например, для узла 1 (рис. 3.5):

$$\underline{S}_{p1} = \underline{S}_1 + \Delta\underline{S}_{X1} + \Delta\underline{S}_{T1} - j\frac{Q_{c01}}{2} - j\frac{Q_{c12}}{2}.$$

Тогда схема замещения сети значительно упростится (рис. 3.6).

По правилу «моментов» определяют потокораспределение на «головных» участках 01 и 03. Теперь подставляют уже значения полных комплексных сопротивлений  $\underline{Z}_{ij}$ , а не длины ЛЭП. Вместо значений нагрузок  $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3$  подставляют значения расчётных нагрузок узлов  $\underline{S}_{p1}, \underline{S}_{p2}, \underline{S}_{p3}$ .

Для расчёта потоков мощности по ЛЭП 13 и ЛЭП 23 на схеме замещения предварительно произвольным образом проставляются предполагаемые положительные направления этих потоков мощности. Фактические направления потоков мощности в линиях сети и их значение определяются по уравнениям первого закона Кирхгофа.

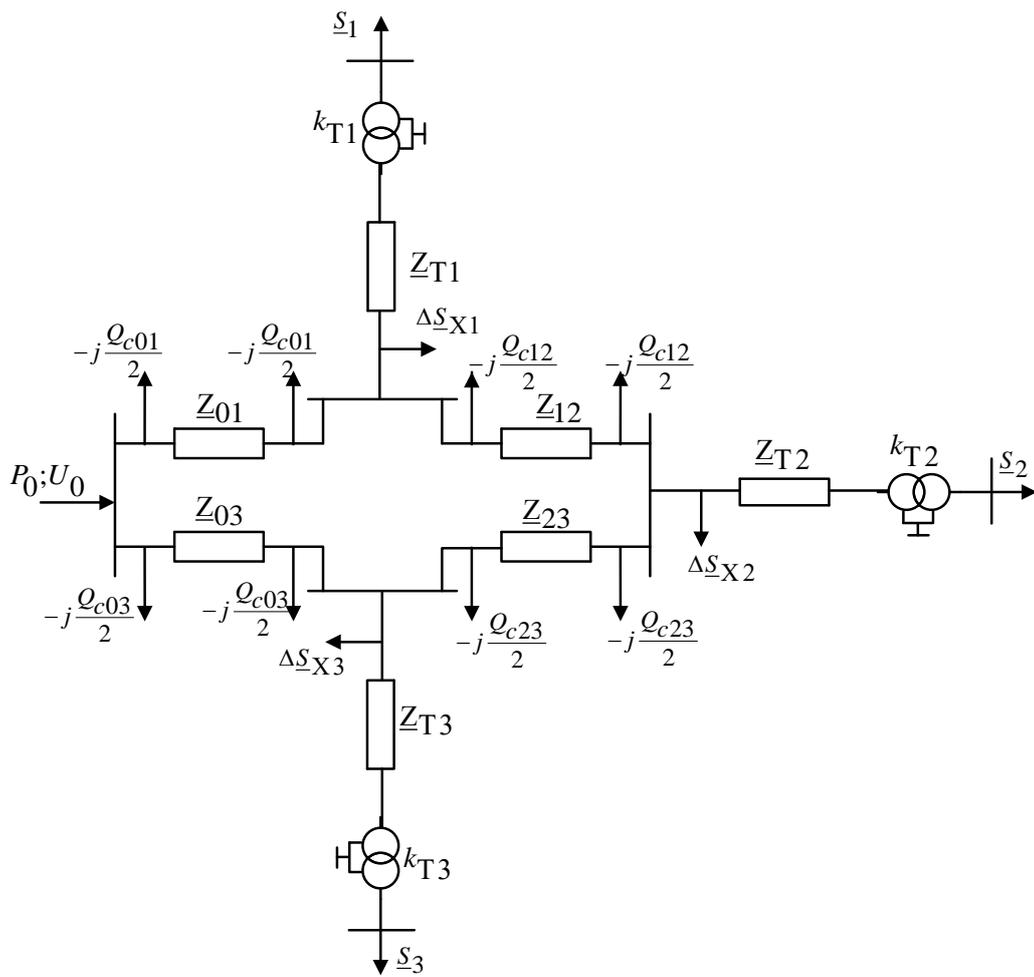


Рис. 3.5. Схема замещения электрической сети

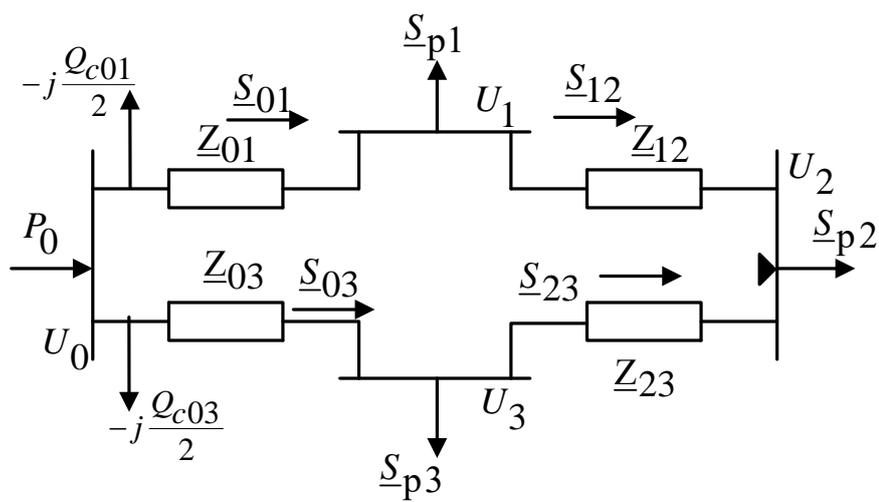


Рис. 3.6. Расчётная схема

Определяется точка потокораздела активной (обозначается заштрихованным треугольником) и реактивной (обозначается незаштрихованным треугольником) мощностей (рис. 3.6). На рис. 3.6 точки потокораздела активной и реактивной мощностей совпадают и находятся в узле 2.

В точке потокораздела кольцевую сеть можно условно разрезать. При этом образуется две разомкнутые схемы, образуемые линиями 01-12' и линиями 03-32'' (рис. 3.7).

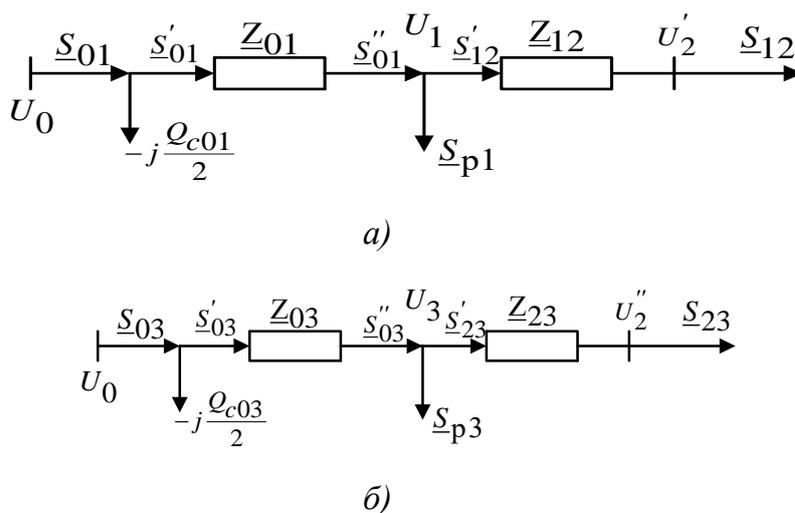


Рис. 3.7. Разомкнутые схемы: а – сеть 01–12'; б – сеть 03–32''

Если точки потокораздела активной и реактивной мощностей не совпадают и находятся в разных узлах, замкнутую сеть можно «разрезать» в любой из точек потокораздела. В этом случае необходимо при расчёте режимов обратить внимание на направление потоков мощностей в линиях, примыкающих к узлу, по которому условно разрезается схема.

Методика расчёта режима разомкнутой сети представлена в лабораторной работе № 1. Здесь также потоки мощности в каждой из разомкнутой схем рассчитываются с учётом потерь мощности, начиная от точки потокораздела.

### Расчёт напряжений на шинах подключения потребителей электроэнергии

Напряжения в узлах сети рассчитываются, начиная от источника питания с учётом падения напряжения на каждом участке сети. При этом удобно пользоваться уже «разрезанной» схемой. Здесь также полностью используется методика расчёта напряжений, описанная в методических указаниях к лабораторной работе № 1. Если на схеме рис. 3.6 точка

потокораздела находится в узле 2, то напряжения в них могут быть определены по соотношениям:

$$U_1 = U_0 - \Delta U_{01}; U_3 = U_0 - \Delta U_{03}; U_2' = U_1 - \Delta U_{12}.$$

Для проверки правильности расчёта напряжение в точке потокораздела следует рассчитать и с другой стороны как

$$U_2'' = U_3 - \Delta U_{23}.$$

Значения  $U_2'$  и  $U_2''$  должны быть примерно равны.

### **Регулирование напряжения на шинах низшего напряжения трансформаторных подстанций**

Задачей регулирования напряжения на шинах низшего напряжения трансформаторных подстанций является обеспечение нормативных уровней напряжения в точке присоединения электроприёмника.

Поскольку в различных режимах величина потерь напряжения от электростанции до электроприёмников изменяется, то в электрической сети должны предусматриваться средства регулирования напряжения, к которым относятся, в первую очередь, регуляторы напряжения под нагрузкой (РПН), встроенные в трансформатор. В таких трансформаторах обмотка высшего напряжения имеет ряд ответвлений (отпаек), каждой из которых соответствует своё напряжение. Выбирая то или иное ответвление, можно изменять коэффициент трансформации и, следовательно, и напряжение на обмотке низшего напряжения трансформатора, т.е. на шинах подключения электроприёмника.

Процесс выбора ответвлений следующий (на примере подстанции 1).

1. Определяется падение напряжения на сопротивлении трансформатора  $\Delta U_{T1}$ , и находится напряжение на обмотке высшего напряжения идеального трансформатора  $U_{B1}$ .

Например, для подстанции 1 (рис. 3.8):

$$U_{B1} = U_1 - \Delta U_{T1}; \quad \Delta U_{T1} = \frac{P_1 \cdot r_{T1} + Q_1 \cdot x_{T1}}{U_1}.$$

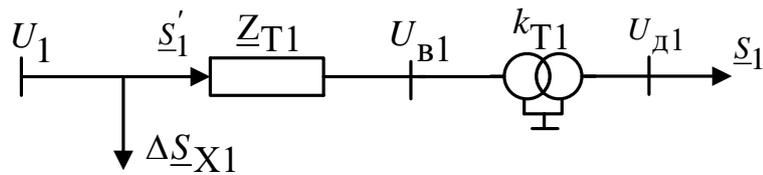


Рис. 3.8. Схема замещения подстанции 1

2. Задаётся желаемое напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора, исходя из того, что в распределительных сетях 6–10 кВ. допустимые потери напряжения составляют 5 %. Тогда на низшей стороне трансформатора напряжение должно поддерживаться на 5 % выше номинального напряжения электроприёмника.

Например, если номинальное напряжение электроприёмника 10 кВ, то на низшей стороне трансформатора желаемое напряжение  $U_{\text{жел1}} = 10,5$  кВ.

3. Рассчитываются напряжения ответвлений.

Коэффициент трансформации можно рассчитать по каталожным ( $k_T = U_{\text{от}i} / U_{\text{Н. ном}i}$ ) и по режимным ( $k_T = U_{\text{в}i} / U_{\text{д}i}$ ) параметрам, где  $U_{\text{от}i}$  – напряжение одного из ответвлений обмотки высшего напряжения;  $U_{\text{Н. ном}i}$  – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения;  $U_{\text{в}i}$  – напряжение на обмотке высшего напряжения идеального трансформатора;  $U_{\text{д}i}$  – фактическое (действительное) напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора.

Приравнивая правые части уравнений, получим уравнение:

$$\frac{U_{\text{от}i}}{U_{\text{Н. ном}i}} = \frac{U_{\text{в}i}}{U_{\text{д}i}}.$$

Напряжению  $U_{\text{д}i}$  задаётся значение  $U_{\text{жел}i}$ , тогда желаемое напряжение ответвления:

$$U_{\text{от. жел}i} = \frac{U_{\text{в}i} \cdot U_{\text{Н. ном}i}}{U_{\text{жел}i}}.$$

4. Составляется таблица напряжений ответвлений обмотки высшего напряжения трансформатора. Например, пределы регулирования трансформатора  $\pm 6$  ответвлений по 1,5 % номинального высшего напряжения (табл. 3.5). За нулевое ответвление принимается

ответвление, которому соответствует номинальное напряжение обмотки высшего напряжения  $U_{В. ном i}$ . Пусть  $U_{В. ном i} = 115$  кВ.

5. По полученной величине  $U_{от. жел i}$  подбирается ближайшее значение напряжения ответвления  $U_{от i}$ .

Таблица 3.13

Номинальные напряжения ответвлений трансформатора  $U_{от i}$

Номер ответвления	$U_{от i}$ , кВ
-9	96,55
-8	98,6
-7	100,65
-6	102,7
-5	104,75
-4	106,8
-3	108,85
-2	110,9
-1	112,95
0	115
1	117,05
2	119,1
3	121,15
4	123,2
5	125,25
6	127,3
7	129,35
8	131,4
9	133,45

Как правило, абсолютного совпадения не бывает, поэтому после выбора подходящего по напряжению ответвления проверяется величина фактического напряжения на шинах электроприёмника:

$$U_{д i} = \frac{U_{в i} \cdot U_{Н. ном i}}{U_{от i}}.$$

При успешном регулировании значение  $U_{д i}$  близко к  $U_{от. жел i}$ . Если отрегулировать напряжение на зажимах потребителя с помощью ответвлений трансформатора невозможно, следует предложить рекомендации по регулированию напряжения другими способами.

6. Делается оценка величины отклонения напряжения  $\Delta U\%$  от заданного напряжения электроприёмника  $U_{номi}$ :

$$U_{\%} = \frac{(U_{ди} - U_{желi})}{U_{номi}} \cdot 100.$$

Выбор ответвлений производится для каждой подстанции электрической сети.

### **Баланс мощностей. Выбор компенсирующих устройств по условию баланса реактивной мощности**

Для нормального функционирования электрической сети в ней должен обеспечиваться баланс, как по активной, так и по реактивной мощности. Баланс мощностей составляется для максимального режима.

*Баланс активной мощности системы* составляется с целью определения максимальной потребности системы в активной мощности:

$$P_{сист} = \sum P_i + \sum \Delta P_T + \sum \Delta P_X + \sum \Delta P_L,$$

где  $P_{сист}$  – суммарная потребность системы в активной мощности;  $P_i$  – активная мощность  $i$ -й нагрузки,  $\Delta P_T$ ,  $\Delta P_X$ ,  $\Delta P_L$ , – потери активной мощности в трансформаторах и в ЛЭП соответственно.

В данной работе предполагается, что активная мощность источника питания достаточна для покрытия потребностей системы:

$$P_{сист} = P_0,$$

где  $P_0$  – активная мощность источника электроэнергии.

*Баланс реактивной мощности* в данной работе составляется для определения необходимой мощности компенсирующего устройства, обеспечивающего коэффициент мощности источника питания не менее заданного. Для восполнения потребности в реактивной мощности в электрической сети предусматривается установка специальных устройств для обеспечения баланса реактивной мощности. Такие устройства называются установками компенсации реактивной мощности (КРМ). Существует достаточно большое количество их типов.

Для обеспечения баланса реактивной мощности рассчитываются отдельно потребляемая системой реактивная мощность и мощность, выдаваемая источником питания при заданном в исходных данных коэффициенте мощности.

Потребляемая системой реактивная мощность:

$$Q_{сист} = \sum Q_i + \sum \Delta Q_T + \sum \Delta Q_X + \sum (\Delta Q_L - Q_c).$$

Здесь значения параметров правой части уравнения рассчитаны в максимальном режиме.

Мощность, выдаваемая источником питания при заданном в исходных данных коэффициенте мощности

$$Q_0 = P_0 \cdot \operatorname{tg}\varphi_0,$$

где  $P_0$  – активная мощность источника питания;  $\operatorname{tg}\varphi_0$  находится по заданному в исходных данных значению  $\cos\varphi_0$  источника питания.

Как правило, потребляемая системой реактивная мощность  $Q_{\text{сист}}$  превышает реактивную мощность источника питания,  $Q_0$  выдаваемую в систему. Разница между ними определяет величину мощности компенсирующего устройства (например, конденсаторной батареи), потребляющего опережающий электрический ток:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_0 - Q_{\text{сист}}.$$

По расчётной величине  $Q_{\text{КУ}}$  выбирается необходимое количество компенсирующих устройств.

При выборе мест размещения компенсирующих устройств необходимо учитывать, что приближение источника реактивной мощности к потребителям снижает величину потоков мощности в сети (как активной, так и реактивной). Следовательно, снижаются также потери активной и реактивной мощности и электроэнергии.

Наилучший способ расположения компенсирующих устройств в энергосистеме могут показать только технико-экономические расчёты, в данной работе не предусмотренные. Поэтому компенсирующие устройства размещаются на шинах низшего напряжения потребительских подстанций, здесь напряжением 10 кВ. Распределение суммарной мощности компенсирующих устройств между потребителями здесь проводится пропорционально потребляемой реактивной мощности.

Далее следует уточнить расчётные нагрузки узлов с учётом мощности компенсирующих устройств, установленных на подстанциях.

### **Расчёт годовых потерь электроэнергии**

Годовые потери активной электроэнергии  $\Delta W$  во всех элементах сети определяются как сумма «постоянных»  $\Delta W_1$  и «переменных»  $\Delta W_2$  годовых потерь в каждом из её элементов:

$$\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2.$$

Постоянные потери не зависят от величины нагрузки. В данном случае это потери в магнитопроводах трансформаторов, которые определяются как потери холостого хода в течение года:

$$\Delta W_1 = \sum \Delta P_{X_i} \cdot 8760.$$

Переменные потери – это потери в продольных ветвях схемы сети, по которым передаётся мощность нагрузок. Потери электроэнергии в них определяются по времени наибольших потерь  $\tau$ :

$$\Delta W_2 = \sum (\Delta P_{T_i} + \Delta P_{Л_i}) \cdot \tau.$$

Здесь  $\tau$  – время максимальных потерь. Величина  $\tau$  определяется по эмпирической формуле:

$$\tau = (0,124 + 0,0001 \cdot T_{\max})^2 \cdot 8760.$$

Если по линии передаётся мощность к нескольким электроприёмникам, то для расчёта годового потребления электроэнергии рассчитывается средневзвешенное значение времени использования наибольшей нагрузки

$$T_{\max \text{ ср}} = \frac{\sum P_i \cdot T_{\max i}}{\sum P_i},$$

где  $P_i$  и  $T_{\max i}$  – соответственно активная мощность и время использования наибольшей нагрузки каждого электроприёмника.

По времени  $T_{\max \text{ ср}}$  рассчитывается средневзвешенное время максимальных потерь  $\tau_{\max \text{ ср}}$ .

Суммарные годовые потери электроэнергии  $\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2$ , в процентах  $\Delta W\%$  от годового потребления электроэнергии  $W$  находятся по формуле

$$\Delta W\% = \frac{100 \cdot \Delta W}{\sum P_i \cdot T_{\max i}},$$

где  $\sum P_i \cdot T_{\max i}$  – количество электрической энергии, потреблённой за год.

Необходимо проанализировать все расчёты и ответить на вопрос, обеспечивает ли спроектированная электрическая сеть все электроприёмники электроэнергией с необходимыми им параметрами. Если параметры не обеспечиваются, то необходимо найти ошибку в расчётах или составить подробный и аргументированный комплекс рекомендаций или мероприятий, которые необходимо реализовать.

## УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

### Методическое обеспечение

#### Основная литература:

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.proektant.org/books/0008-ELE-1989.pdf>, свободный.

2. Электрические системы. Электрические сети / под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – М.: Высш. шк., 1998. – 511 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://publ.lib.ru/ARCHIVES/V/VENIKOV\\_Valentin\\_Andreevich/\\_Venikov\\_V.A..html#0002](http://publ.lib.ru/ARCHIVES/V/VENIKOV_Valentin_Andreevich/_Venikov_V.A..html#0002), свободный.

3. Лыкин П.В. Электрические системы и сети: учеб. пособие. – М.: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с.

4. Правила устройства электроустановок. – М.: КноРус, 2014 (Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г.) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=98464&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.8454094384244503#09861620465484267>, свободный.

5. Электроэнергетические системы и сети: метод. указ. к курсовому проектированию для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профили «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических сетей», «Электроснабжение» / сост. Н.Л. Бацева, Н.П. Фикс; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 26 с.

#### Дополнительная литература:

6. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Минск: Технопринт, 2004.

7. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://portal.tpu.ru/SHARED/a/ANDREEVMV/academic/avtomatika\\_ees/Tab1/%D0%A4%D0%B0%D0%B9%D0%B1%D0%B8%D1%81%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%87.pdf](http://portal.tpu.ru/SHARED/a/ANDREEVMV/academic/avtomatika_ees/Tab1/%D0%A4%D0%B0%D0%B9%D0%B1%D0%B8%D1%81%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%87.pdf), свободный.

8. Межгосударственный стандарт ГОСТ 21027-75 «Системы энергетические. Термины и определения». – М.: Стандартиформ, 2005. – 6 с.

### **Информационное обеспечение:**

9. СТО ТПУ 2.5.01-2006. Система образовательных стандартов. Работы выпускные, квалификационные, проекты и работы курсовые. Структура и правила оформления / ТПУ [Электронный ресурс]. – Томск, 2006. – Режим доступа: <http://109.123.155.36/f/1959/m1.pdf>, свободный.

10. НЭЛБУК, Электронная библиотека (ЭБ) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.nelbook.ru/?search=электрические сети](http://www.nelbook.ru/?search=электрические%20сети), свободный.

11. Сайт ОАО «Системный оператор Единой энергосистемы России» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://so-ops.ru/index.php?id=rza\\_goals\\_rel](http://so-ops.ru/index.php?id=rza_goals_rel), свободный.

12. Сайт федеральной сетевой компании [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.fsk-ees.ru](http://www.fsk-ees.ru), свободный.

13. Сайт режимщиков [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.Regimov.net](http://www.Regimov.net), свободный.

14. Сайт создателей программного обеспечения для расчёта режимов энергосистем [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.RastrWin.ru](http://www.RastrWin.ru), свободный.