



**«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Кафедра электроэнергетики и электромеханики**

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой ЭиЭ  
профессор

В.А. Шпенст

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ**  
для выполнения курсового проекта по учебной дисциплине

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ**

**Специальность (направление подготовки):** 13.03.02 «*Электроэнергетика и электротехника*»

**Специализация (профиль):** *Электроснабжение*

**Разработал:** *доцент Костин В.Н., доцент Бельский А.А.*

*Обсуждены и одобрены на заседании кафедры  
Протокол № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ 2020 г.*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ**

**2020**

## ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Проектируемая электроэнергетическая система представлена тремя развивающимися узлами нагрузки (2, 3 и 4) с расчетными мощностями  $P_2$ ,  $P_3$  и  $P_4$ . Связь с существующей электроэнергетической системой осуществляется через узел 1, в котором находится мощная узловая подстанция. Мощность, передаваемая через узел 1 к узлам 2, 3 и 4, ограничена величинами  $P_1$  и  $Q_1$ .

Система является дефицитной по активной мощности ( $P_1 < P_2 + P_3 + P_4$ ), поэтому в узле 2, где имеются мощные потребители тепловой энергии, планируется строительство ТЭЦ, от шин генераторного напряжения которой будет получать питание нагрузка узла 2, а избыточная мощность ТЭЦ будет передаваться к узлам 3 и 4.

Исходные данные выбираются по рис. 1 и табл. 1. Вариант заданий указан в листе Задание на Курсовой проект.

*Общие для всех вариантов данные:*

1. Во всех узлах нагрузки имеются электроприемники 1, 2 и 3-й категорий по надежности электроснабжения.

2. Коэффициенты реактивной мощности нагрузок в узлах 2, 3 и 4 соответственно составляют  $\operatorname{tg}\varphi_2 = 0,7$ ;  $\operatorname{tg}\varphi_3 = 0,8$ ;  $\operatorname{tg}\varphi_4 = 0,9$ .

3. Продолжительность использования наибольшей нагрузки во всех узлах  $T_{\max} > 5000$  ч/год.

4. Номинальные напряжения на шинах подстанции в узле 1  $U_{\text{ном}} = 110$  и 220 кВ; уровень напряжения в период наибольшей нагрузки  $U_1 = 1,05 U_{\text{ном}}$ .

5. Мощность собственных нужд ТЭЦ  $P_{\text{сн}}$  составляет приблизительно 10 % от мощности станции; коэффициент реактивной мощности  $\operatorname{tg}\varphi_{\text{сн}} = 1,0$ .

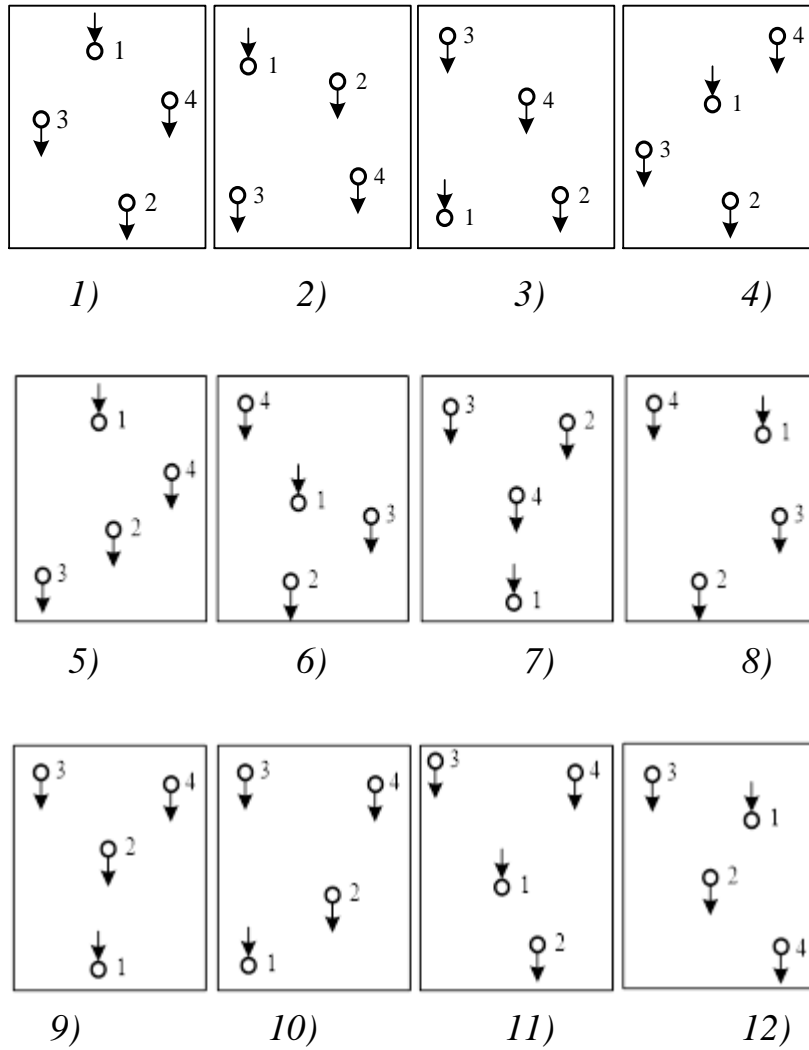


Рис. 1. Схемы расположения узлов проектируемой системы

## Исходные данные

Вариант	1;2	3;4	5;6	7;8	9;10	11;12	13;14	15;16	17;18	19;20	21;22	23;24
Рис. 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Масштаб, 1 см ... км	20	30	20	40	20	40	15	30	25	40	30	30
$P_1$ , МВт	40	30	40	50	60	40	30	40	50	60	40	55
$Q_1$ , Мвар	10	15	20	25	30	10	15	20	25	30	20	25
$P_2$ , МВт	35	35	40	45	50	55	35	35	35	35	30	35
$P_3$ , МВт	20	70	45	35	30	55	40	70	30	40	65	25
$P_4$ , МВт	50	40	30	65	35	50	30	40	50	70	35	30

## 1. Содержание проекта

1. Составление баланса активной мощности и выбор генераторов ТЭЦ.
2. Обоснование схемы и напряжения электрической сети.
3. Составление баланса реактивной мощности, размещение компенсирующих устройств.
4. Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи.
5. Выбор трансформаторов ТЭЦ и подстанций.
6. Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к высшему напряжению.
7. Расчет установившегося режима электрической сети.
8. Регулирование напряжения в узлах нагрузки.
9. Графическая часть.

## 2. Методические указания к выполнению курсового проекта

## 2.1. Баланс активной мощности и выбор генераторов ТЭЦ

Баланс активной мощности, составляемый для режима максимальной нагрузки, представляет собой равенство генерируемой и потребляемой мощностей в электроэнергетической системе

$$P_1 + P_{\text{ТЭЦ}} = (P_2 + P_3 + P_4) + \Delta P_{\Sigma} + P_{\text{сн}}, \quad (1)$$

где  $P_1$  – мощность, передаваемая через подстанцию в узле 1;

$P_{\text{ТЭЦ}}$  – мощность ТЭЦ;

$P_2, P_3, P_4$  – мощности нагрузок в узлах 2, 3, 4;

$\Delta P_{\Sigma}$  – суммарные потери мощности в электрической сети;

$P_{\text{сн}} = 0,1P_{\text{ТЭЦ}}$  – мощность собственных нужд ТЭЦ.

Величина потерь  $\Delta P_{\Sigma}$  ориентировочно составляет 3...5 % от суммарной потребляемой активной мощности в системе.

Из уравнения баланса (1) с учетом, что  $P_{сн} = 0,1P_{тэц}$ , определяется мощность  $P_{тэц}$ , по которой в соответствии с табл. 2 выбираются количество и мощность генераторов ТЭЦ. Следует отметить, что на ТЭЦ могут устанавливаться генераторы различной мощности.

Таблица 2

Тип генератора	Частота вращения, об/мин	$S_{ном}$ , МВ·А	$P_{ном}$ , МВт	$U_{ном}$ , кВ	$tg\varphi_{ном}$
Т-12	3000	15	12	10,5	0,75
Т-20	3000	25	20	10,5	0,75
Т-32	3000	40	32	10,5	0,75
Т-63	3000	78,75	63	10,5	0,75

После выбора количества и мощности генераторов определяется суммарная установленная мощность ТЭЦ:

$$P_{тэц у} = \sum_i P_{ном i}; \quad Q_{тэц у} = P_{тэц у} tg\varphi_{ном} \quad (2)$$

и мощность, выдаваемая ТЭЦ в систему:

$$P_{тэц с} = P_{тэц у} - P_{сн} - P_2; \quad Q_{тэц с} = Q_{тэц у} - Q_{сн} - Q_2;$$

$$S_{тэц с} = \sqrt{P_{тэц с}^2 + Q_{тэц с}^2}, \quad (3)$$

где  $P_{сн} = 0,1P_{тэц у}$  – активная мощность собственных нужд ТЭЦ;

$Q_{сн} = P_{сн}tg\varphi_{сн}$  – реактивная мощность собственных нужд ТЭЦ;

$Q_2 = P_2tg\varphi_2$  – реактивная мощность нагрузки в узле 2.

## 2.2. Обоснование схемы и напряжения электрической сети

Электрическая сеть должна обеспечивать надежное электроснабжение потребителей и требовать для своего развития наименьших затрат материальных ресурсов. С этих позиций и следует намечать схему проектируемой электрической сети.

При выполнении курсового проекта следует наметить для заданного взаимного расположения узлов электрической сети не менее трех вариантов схем и проанализировать их с позиций надежности и экономичности:

- связь ТЭЦ с подстанцией в узле 1 должна сохраняться при отказе одной любой линии электропередачи;
- электроснабжение узлов 3 и 4 должно обеспечиваться при отказе одной любой линии электропередачи;
- принять для дальнейшего рассмотрения вариант электрической сети, соответствующий минимальной суммарной длине линий электропередачи.

*Пример.* Для приведенного на рис. 2, а взаимного расположения узлов 1, 2, 3 и 4 примем к рассмотрению три возможных варианта электрической сети:

- двойная радиальная (рис. 2, б);
- замкнутая кольцевая (рис. 2, в);
- комбинированная (замкнутая кольцевая и двойная радиальная сеть – рис. 2, г).

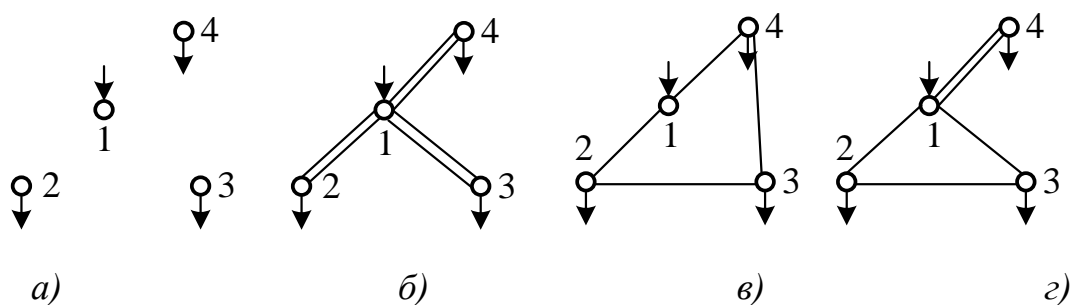


Рис. 2. Варианты развития электрической сети

В каждом варианте при отказе любой линии электропередачи сохраняется связь ТЭЦ с узлом 1 и обеспечивается электроснабжение узлов 3 и 4.

Из сопоставления схем видно, что минимальную суммарную длину линий в одноцепном исполнении имеет замкнутая кольцевая сеть (рис. 2, в), которую принимаем для дальнейшего рассмотрения.

Для определения напряжения электрической сети следует сначала оценить напряжения отдельных линий. Известно, что напряжение линии электропередачи определяется мощностью  $P$ , передаваемой по линии, и расстоянием  $L$ , на которое эта мощность передается. Расстояния известны, следует рассчитать предварительное распределение активных мощностей в схеме.

*Пример.* Рассчитаем предварительное распределение активных мощностей в замкнутой кольцевой сети (рис. 2, в). Представим эту кольцевую схему сетью с двухсторонним питанием (рис. 3).

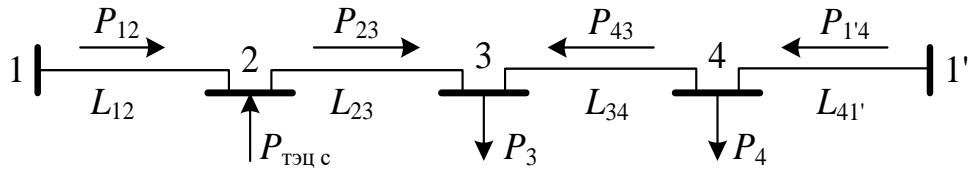


Рис. 3. Сеть с двухсторонним питанием

Направления мощностей  $P_{ij}$  в линиях предварительно выбраны произвольно. Мощности, протекающие по головным участкам сети, определяются по следующим выражениям:

$$P_{12} = [-P_{\text{тэцс}} (L_{23} + L_{34} + L_{41'}) + P_3(L_{34} + L_{41'}) + P_4 L_{41'}] / L_{\Sigma}; \quad (4)$$

$$P_{1'4} = [P_4 (L_{34} + L_{23} + L_{12}) + P_3 (L_{23} + L_{12}) - P_{\text{тэцс}} L_{12}] / L_{\Sigma}, \quad (5)$$

где  $L_{ij}$  – длина линии между узлами  $i$  и  $j$ , км;

$L_{\Sigma}$  – суммарная длина линий замкнутой кольцевой сети, км.

Правильность вычислений можно проверить по условию

$$P_{12} + P_{1'4} = P_3 + P_4 - P_{\text{тэцс}}.$$

Мощности, протекающие по линиям 2-3 и 3-4, рассчитываются по первому закону Кирхгофа:

$$P_{23} = P_{12} + P_{\text{тэцс}}; \quad P_{43} = P_{1'4} - P_4. \quad (6)$$

Если при расчете потокораспределения некоторая мощность  $P_{ij}$  будет иметь отрицательный знак, то эта мощность течет в направлении, противоположном предварительно выбранному.

После расчета мощностей, протекающих по линиям, можно оценить номинальное напряжение каждой линии  $U_{\text{ном}}$ . Для этого существуют эмпирические формулы, в частности, формула Стилла

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \sqrt{L + 16P}, \text{ кВ}, \quad (7)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$P$  – мощность, передаваемая по линии, МВт.

Полученные напряжения отдельных линий округляются до ближайших больших номинальных значений. По результатам анализа полученных напряжений принимается номинальное напряжение всей электрической сети.

В замкнутой кольцевой сети (рис. 2, в) для всех линий применяется, как правило, одно номинальное напряжение. Для радиальной схемы (рис. 2, б) для разных линий могут приниматься разные номинальные напряжения. Также и в комбинированной схеме (рис. 2, г) для радиальной линии 1-4 и кольцевой сети 1-2-3 могут быть приняты разные номинальные напряжения.

### 2.3. Баланс реактивной мощности, размещение компенсирующих устройств

Баланс реактивной мощности, составляемый для режима наибольшей нагрузки, представляет собой равенство потребляемой и генерируемой реактивных мощностей в электроэнергетической системе

$$(Q_2 + Q_3 + Q_4) + \Delta Q_{\text{л}} + \Delta Q_{\text{т}} + Q_{\text{сн}} = Q_{\text{тэц у}} + Q_1 + Q_{\text{с}} + Q_{\text{ку}}, \quad (8)$$

где  $Q_i = P_i \operatorname{tg} \varphi_i$  – реактивные мощности нагрузок в узлах,  $i=2, 3, 4$ ;

$\Delta Q_{\text{л}}$  и  $\Delta Q_{\text{т}}$  – потери мощности в линиях и трансформаторах;

$Q_{\text{сн}}$  – реактивная мощность собственных нужд ТЭЦ;

$Q_{\text{тэц у}}$  – реактивная мощность генераторов ТЭЦ;

$Q_1$  – реактивная мощность, передаваемая через подстанцию в узле 1 (указана в исходных данных);

$Q_{\text{с}}$  – зарядная мощность линий электропередачи;

$Q_{\text{ку}}$  – требуемая суммарная мощность компенсирующих устройств (дополнительных источников реактивной мощности).

Потери реактивной мощности в линиях предварительно можно принять следующими:

$$\Delta Q_{\text{л}} \cong (5 \dots 25) 10^{-3} L_{\Sigma}, \text{ Мвар} \text{ – для линий } 110 \text{ кВ}; \quad (9, a)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} \cong (10 \dots 50) 10^{-3} L_{\Sigma}, \text{ Мвар} \text{ – для линий } 220 \text{ кВ}, \quad (9, б)$$

где  $L_{\Sigma}$  – суммарная длина линий проектируемой сети, км.

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют приблизительно 10 % от полной передаваемой через трансформаторы мощности. Мощность через трансформаторы будет передаваться к нагрузкам узлов 3 и 4, а также от ТЭЦ в систему

$$\Delta Q_{\text{т}} \cong 0,1(S_3 + S_4 + S_{\text{тэц с}}), \quad (9, в)$$

где  $S_i = P_i \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_i}$ ,  $i = 3, 4$ ;

$S_{\text{тэц с}}$  – мощность, выдаваемая ТЭС в систему (определена выше).

Зарядная мощность линий, определяемая их емкостной проводимостью, рассчитывается по выражению

$$Q_{\text{с}} \cong U_{\text{ном}}^2 2,6 \cdot 10^{-6} L_{\Sigma}, \text{ Мвар}, \quad (10)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение линий сети.

Из уравнения баланса реактивной мощности (8) определяется требуемая суммарная мощность компенсирующих устройств  $Q_{\text{ку}}$ .



Распределение суммарной мощности компенсирующих устройств  $Q_{\text{кy}}$  между потребителями представляет собой достаточно сложную оптимизационную задачу. В курсовом проекте эта задача решается упрощенно:

- в узле 2 компенсирующие устройства не размещаются, поскольку в этом узле находится ТЭЦ, генераторы которой являются источниками реактивной мощности;

- распределение мощности  $Q_{\text{кy}}$  между узлами 3 и 4 выполняется по условию равенства коэффициентов реактивной мощности в этих узлах:  $\text{tg}\varphi_3 = \text{tg}\varphi_4 = \text{tg}\varphi$ ;

- величина  $\text{tg}\varphi$  в узлах 3 и 4 после установки в них компенсирующих устройств составит

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_i Q_i - Q_{\text{кy}}}{\sum_i P_i}, \quad i = 3, 4; \quad (11)$$

- искомые мощности компенсирующих устройств в узлах 3 и 4

$$Q_{\text{кy}i} = P_i(\text{tg}\varphi_i - \text{tg}\varphi), \quad i = 3, 4. \quad (12)$$

После распределения суммарной мощности компенсирующих устройств между узлами 3 и 4 расчетные нагрузки этих узлов составят

$$P_{\text{pi}} = P_i; \quad Q_{\text{pi}} = Q_i - Q_{\text{кy}i}; \quad S_{\text{pi}} = \sqrt{P_{\text{pi}}^2 + Q_{\text{pi}}^2}, \quad i = 3, 4. \quad (13)$$

## 2.4. Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи

Предварительное распределение реактивных мощностей в линиях электрической сети определяется по аналогии с распределением активных мощностей. Для этого в выражения (4), (5), (6) вместо активных мощностей  $P_{\text{тэц с}}, P_3, P_4$  подставляются значения реактивных мощностей  $Q_{\text{тэц с}}, Q_{\text{p3}}, Q_{\text{p4}}$ .

Зная распределение активных и реактивных мощностей в схеме электрической сети, можно найти полную мощность, протекающую по линии между узлами  $i$  и  $j$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}. \quad (14)$$

Для принятого номинального напряжения сети  $U_{\text{ном}}$  ток этой линии

$$I_{ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}. \quad (15)$$

Сечения проводов воздушных линий электропередачи выбираются по *экономической плотности тока*  $j_{э}$ . Значения  $j_{э}$ , зависящие от продолжительности использования наибольшей нагрузки  $T_{\max}$ , приведены в табл. 3.

Таблица 3

**Значения экономической плотности тока**

Проводники	Плотность тока $j_{н}$ , А/мм <sup>2</sup> , при $T_{\max}$ , ч/год		
	1000...3000	3000...5000	более 5000
Неизолированные сталеалюминиевые провода	1,3	1,1	1,0

Сечение провода, соответствующее экономической плотности тока, определяется по выражению

$$q_{ij} = I_{ij} / j_{э}. \quad (16)$$

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного сечения. Шкала стандартных сечений проводов воздушных линий составляет следующий ряд:

16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 400, 500, ... мм<sup>2</sup>.

Выбранные по (16) сечения проводов должны удовлетворять ряду технических требований, при которых обеспечивается нормальная эксплуатация линии. Окончательный выбор сечения можно сделать после проверки выполнения этих технических требований.

Минимальные сечения проводов по условию ограничения потерь на корону составляют 70 и 240 мм<sup>2</sup> для линий напряжением 110 и 220 кВ соответственно. Если рассчитанные по (16) сечения проводов получились меньше, эти сечения необходимо увеличить до указанных значений.

Выбранные по (16) сечения проводов должны быть проверены по допустимому длительному току  $I_{\text{доп}}$  (по нагреву) в послеаварийном режиме работы электрической сети, под которым подразумевается отключение любой линии сети. Значения  $I_{\text{доп}}$  для проводов различных сечений приведены в табл. 4.

## Характеристики сталеалюминиевых проводов

Сечение, мм <sup>2</sup>	70	95	120	150	185	240	300	400
$r_0$ , Ом/км	0,4	0,31	0,25	0,2	0,16	0,12	0,1	0,08
$x_0$ , Ом/км	0,44	0,43	0,43	0,42	0,41	$\frac{0,41}{0,44}$	0,43	0,43
$b_0 \cdot 10^{-6}$ , СМ/км	2,55	2,6	2,65	2,7	2,75	$\frac{2,81}{2,6}$	2,65	2,65
$I_{доп}$ , А	265	330	375	450	510	610	690	800

*Примечание.* Для проводов сечением 240 мм<sup>2</sup> в числителе указаны параметры для напряжения 110 кВ, в знаменателе – для напряжения 220 кВ. Для проводов сечением 300 и 400 мм<sup>2</sup> параметры указаны для напряжения 220 кВ.

При питании узла нагрузки по двум радиальным линиям (например, в схеме рис. 2, б) в режиме отключения одной линии ток оставшейся в работе линии увеличивается в два раза. Проверка по нагреву проводов таких линий выполняется по условию

$$I_{ij \text{ на}} = 2I_{ij} < I_{доп}. \quad (17)$$

Проверка по нагреву проводов линий замкнутой кольцевой сети выполняется в режимах поочередного отключения одной из двух наиболее нагруженных линий этой сети.

*Пример.* Рассмотрим проверку проводов по нагреву для замкнутой электрической сети, приведенной на рис. 2, в. Распределение мощностей в нормальном режиме работы этой сети показано на рис. 4, а.

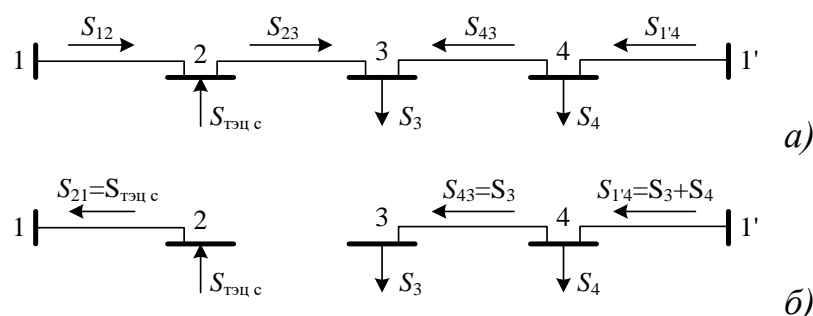


Рис. 4. Нормальный режим сети (а) и послеаварийный режим (б) для проверки проводов по нагреву

Пусть наиболее нагруженными линиями сети будут линии 2-3 и 1'-4. Рассмотрим послеаварийный режим отключения линии 2-3:

- определяется распределение мощностей в схеме в этом режиме (значения мощностей в линиях показаны на рис. 4, б);

- по мощностям находятся токи в линиях в послеаварийном режиме:

$$I_{43 \text{ па}} = \frac{S_{43}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}; \quad I_{1'4 \text{ па}} = \frac{S_{1'4}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}; \quad I_{21 \text{ па}} = \frac{S_{21}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}};$$

- полученные токи сравниваются с допустимым длительным током  $I_{\text{доп}}$ , т. е. проверяются условия

$$I_{43 \text{ па}} \leq I_{\text{доп}}; \quad I_{1'4 \text{ па}} \leq I_{\text{доп}}; \quad I_{21 \text{ па}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (18)$$

- при невыполнении условия (18) для какой-либо линии сечения проводов этой линии следует увеличить до значения, при котором условие (18) будет выполнено.

Режим отключения линии 1'-4 рассматривается аналогично.

## 2.5. Выбор трансформаторов ТЭЦ и подстанций

На ТЭЦ с генераторами небольшой мощности (до 100 МВт), от которых значительная часть мощности выдается местной нагрузке на генераторном напряжении, сооружается генераторное распределительное устройство (ГРУ). Избыточная мощность ТЭЦ передается в систему на напряжении 110-220 кВ. Связь с системой осуществляется, как правило, через два трансформатора.

В курсовом проекте номинальную мощность одного трансформатора связи с системой рекомендуется выбирать не меньше следующих значений:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{ТЭЦ}} / 2; \quad (19)$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_2 / 2. \quad (20)$$

В соответствии с (19) через эти трансформаторы обеспечивается выдача избыточной мощности ТЭЦ в систему; в соответствии с (20) через эти трансформаторы обеспечивается питание потребителей узла 2 от системы, например при выводе генераторов ТЭЦ в ремонт.

Из соотношений (19) и (20) выбирается большее значение мощности и округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора (табл. 5).

В соответствии с заданием в узлах 3 и 4 имеются электроприемники 1 и 2 категории по надежности электроснабжения. Поэтому на подстанциях в этих узлах устанавливаются по два трансформатора. Мощность трансформаторов на подстанции выбирается с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме. Под аварийным режимом понимается аварийное отключение одного из трансформаторов, когда всю нагрузку принимает на себя оставшийся в работе

трансформатор. Выражение для выбора номинальной мощности трансформаторов на подстанциях имеет вид

$$S_{\text{ном}} = S_{\text{pi}} / k_{\text{п}}, \quad (21)$$

где  $S_{\text{pi}}$  – расчетная нагрузка в узле ( $i=3, 4$ );

$k_{\text{п}} = 1,5$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов средней мощности.

Полученное значение мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора (табл. 5).

Таблица 5

### Параметры трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ , кВ·А	$U_{\text{вн}}$ , кВ	$U_{\text{нн}}$ , кВ	$\Delta P_{\text{x}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$u_{\text{к}}$ , %	$\Delta Q_{\text{x}}$ , квар	$R_{\text{т}}$ , Ом	$X_{\text{т}}$ , Ом
ТДН-16000/110	16000	115	11	21	86	10,5	136	4,4	87
ТРДН-25000/110	25000	115	10,5	25	120	10,5	188	2,5	56
ТРДН-40000/110	40000	115	10,5	42	160	10,5	280	1,3	35
ТРДН-63000/110	63000	115	10,5	50	245	10,5	378	0,8	22
ТРДН-40000/220	40000	230	11	50	170	11,5	240	5,6	152
ТРДН-63000/220	63000	230	11	70	265	11,5	315	3,5	97

*Примечание.* Трансформаторы с высшим напряжением 110 кВ имеют устройство РПН с диапазоном регулирования  $\pm 9 \times 1,78$  %, трансформаторы с высшим напряжением 220 кВ – с диапазоном регулирования  $\pm 8 \times 1,5$  %.

### 2.6. Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к высшему напряжению

После выбора трансформаторов принципиальная схема проектируемой электрической сети будет иметь примерный вид, представленный на рис. 5.

Схема замещения этой электрической сети имеет вид, показанный на рис. 6. Линии электропередачи представлены П-образной схемой замещения ( $R_{ij}$ ,  $X_{ij}$ ,  $Q_{cij}/2$ ), трансформаторы – Г-образной схемой ( $R_{\text{ти}}$ ,  $X_{\text{ти}}$ ,  $\Delta P_{\text{xi}}$ ,  $\Delta Q_{\text{xi}}$ ).

В соответствии с исходными данными нагрузки узлов заданы на стороне низшего напряжения 10 кВ. Приведение нагрузок и мощности ТЭЦ к стороне высшего напряжения выполняется с целью упрощения расчетной схемы для дальнейшего расчета установившегося режима электрической сети.

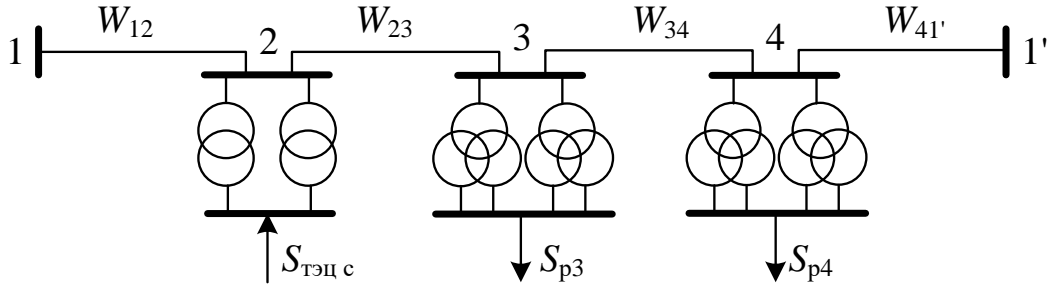


Рис. 5. Расчетная схема электрической сети

Для узлов 3 и 4 рассчитываются потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n\Delta P_x + \frac{1}{n} \Delta P_k \frac{S_p^2}{S_{НОМ}^2}, \text{ кВт}; \quad (22)$$

$$\Delta Q_T = n\Delta Q_x + \frac{1}{n} \frac{u_k \%}{100} \frac{S_p^2}{S_{НОМ}}, \text{ квар}, \quad (23)$$

где  $n=2$  – количество трансформаторов в узле  $i$ ;

$S_p$  – расчетная нагрузка узла, кВт·А;

$S_{НОМ}$ ,  $\Delta P_x$ ,  $\Delta P_k$ ,  $\Delta Q_x$ ,  $u_k$  – паспортные данные трансформатора (табл. 5).

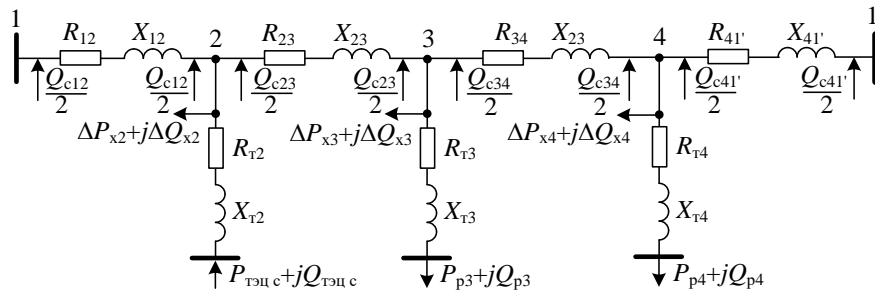


Рис. 6. Схема замещения электрической сети

Для узла 2 в выражения (22 и 23) вместо  $S_p$  подставляется  $S_{ТЭЦ с}$ .

Для каждой линии между узлами  $i$  и  $j$  вычисляется зарядная мощность:

$$Q_{cij} = U_{НОМ}^2 b_o L_{ij}, \text{ Мвар}, \quad (24)$$

где  $b_o$  – удельная проводимость линии, См/км (табл. 5);

$L_{ij}$  – длина линии, км;

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение линии, кВ.

Приведение нагрузки узлов 3 и 4 к стороне высшего напряжения выполняется по следующим выражениям:

$$P_{Зв} = P_{p3} + \Delta P_T, \quad Q_{Зв} = Q_{p3} + \Delta Q_T - (Q_{c23} + Q_{c34})/2, \quad (25)$$

$$P_{4в} = P_{р4} + \Delta P_T, \quad Q_{4в} = Q_{р4} + \Delta Q_T - (Q_{с34} + Q_{с41'})/2. \quad (26)$$

Определение мощности, выдаваемой ТЭЦ в систему на высшем напряжении, выполняется так же, как для узлов 3 и 4, но с учетом противоположного направления мощности:

$$P_{ТЭЦ в} = P_{ТЭЦ с} - \Delta P_T, \quad Q_{ТЭЦ в} = Q_{ТЭЦ с} - \Delta Q_T + (Q_{с12} + Q_{с23})/2. \quad (27)$$

После приведения нагрузок узлов 3, 4 и мощности ТЭЦ к стороне высшего напряжения схема замещения сети сводится к более простому виду, показанному на рис. 7.

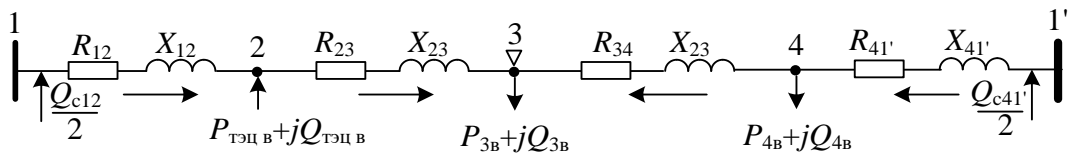


Рис. 7. Упрощенная схема замещения электрической сети

## 2.7. Расчет установившегося режима электрической сети

Целью расчета установившегося режима является определение напряжения в узлах электрической сети для последующей оценки необходимости регулирования напряжения. Кроме того, по результатам расчета установившегося режима должны быть проверены условия

$$P_{потр} \leq P_1, \quad Q_{потр} \leq Q_1, \quad (28)$$

где  $P_{потр}$  и  $Q_{потр}$  – активная и реактивная мощности, потребляемые от подстанции в узле 1.

Выполнение условий (28) подтвердит правильность выбора мощности ТЭЦ и мощностей компенсирующих устройств.

*Исходные данные для расчета:*

- уровень напряжения на шинах районной подстанции (узел 1) в период наибольшей нагрузки  $U_1 = 1,05 U_{1ном}$ ;

- приведенные к стороне высшего напряжения нагрузки в узлах 3 и 4  $P_{3в}$ ,  $Q_{3в}$ ,  $P_{4в}$  и  $Q_{4в}$ ;

- мощность, выдаваемая ТЭЦ на высшем напряжении  $P_{ТЭЦ в}$ ,  $Q_{ТЭЦ в}$ ;

- параметры линий электропередачи  $R = r_o L$ , Ом;  $X = x_o L$ , Ом;  $Q_c = U_{ном}^2 b_o L$ , Мвар.

Расчет установившегося режима электрической сети рассмотрим на примере схемы замещения, приведенной на рис. 7.

Для замкнутой кольцевой электрической сети сначала определяется предварительное (без учета потерь) распределение мощностей по линиям.

Мощности, протекающие по головным линиям сети, рассчитываются по следующим выражениям:

$$S_{12} = [-S_{\text{ТЭЦ в}}(Z_{23}^* + Z_{34}^* + Z_{41'}^*) + S_{3\text{в}}(Z_{34}^* + Z_{41'}^*) + S_{4\text{в}} Z_{41'}^*] / Z_{\Sigma}^*; \quad (29)$$

$$S_{1'4} = [S_{4\text{в}}(Z_{34}^* + Z_{23}^* + Z_{12}^*) + S_{3\text{в}}(Z_{23}^* + Z_{12}^*) - S_{\text{ТЭЦ в}} Z_{12}^*] / Z_{\Sigma}^*, \quad (30)$$

где  $Z^*$  – сопряженное комплексное сопротивление линии.

В выражения (29) и (30) мощности и сопротивления подставляются в комплексном виде:  $S = P + jQ$ ;  $Z^* = R - jX$ .

Мощности, протекающие по линиям 2-3 и 4-3, рассчитываются по первому закону Кирхгофа:

$$P_{23} = P_{12} + P_{\text{ТЭЦ в}}; \quad Q_{23} = Q_{12} + Q_{\text{ТЭЦ в}}; \quad (31)$$

$$P_{43} = P_{1'4} - P_{4\text{в}}; \quad Q_{43} = Q_{1'4} - Q_{4\text{в}}. \quad (32)$$

В результате выполненного расчета определяется узел потокоораздела. Таким узлом может быть один из нагрузочных узлов (узел 3 или 4), если к этому узлу мощности притекают с разных сторон, или узел 2 (узел с ТЭЦ), если от этого узла мощности растекаются в разные стороны. По узлу потокоораздела схема делится на две части.

Предположим, что в схеме рис. 7 узлом потокоораздела является узел 3, обозначенный символом  $\nabla$ . По этому узлу схема делится на две части (рис. 8). Дальнейший расчет ведется для каждой части схемы независимо.

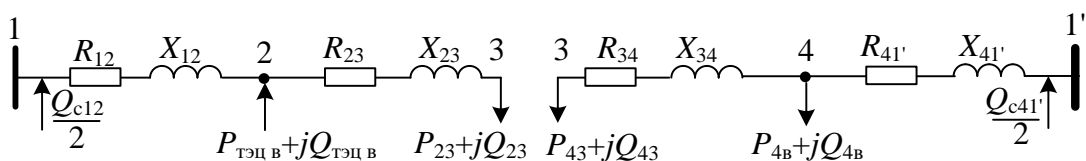


Рис. 8. Разделение схемы по узлу потокоораздела

Рассмотрим расчет левой части схемы (рис. 9), представляющей собой разомкнутую сеть.

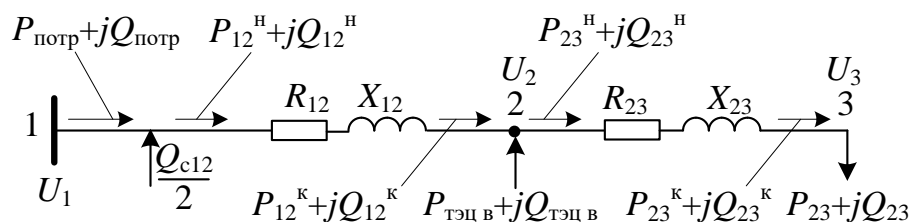


Рис. 9. Схема замещения разомкнутой сети



Расчет разомкнутой сети выполняется в два этапа.

На первом этапе рассчитывается уточненное (с учетом потерь мощности) распределение мощностей в схеме. Этот расчет ведется по номинальному напряжению сети  $U_{\text{ном}}$  от конца схемы (узла 3) к ее началу (узлу 1). Мощность в конце линии 2-3 берется из предварительного расчета мощностей  $P_{23}^{\text{к}} = P_{23}$ ;  $Q_{23}^{\text{к}} = Q_{23}$ .

Потери мощности в линии 2-3

$$\Delta P_{23} = \frac{(P_{23}^{\text{к}})^2 + (Q_{23}^{\text{к}})^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{23}; \quad \Delta Q_{23} = \frac{(P_{23}^{\text{к}})^2 + (Q_{23}^{\text{к}})^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{23}; \quad (33)$$

Мощность в начале линии 2-3

$$P_{23}^{\text{н}} = P_{23}^{\text{к}} + \Delta P_{23}; \quad Q_{23}^{\text{н}} = Q_{23}^{\text{к}} + \Delta Q_{23}. \quad (34)$$

Мощность в конце линии 1-2

$$P_{12}^{\text{к}} = P_{23}^{\text{н}} - P_{\text{тэц в}}; \quad Q_{12}^{\text{к}} = Q_{23}^{\text{н}} - Q_{\text{тэц в}}. \quad (35)$$

Потери мощности в линии 1-2

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}^{\text{к}})^2 + (Q_{12}^{\text{к}})^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{12}; \quad \Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}^{\text{к}})^2 + (Q_{12}^{\text{к}})^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{12}; \quad (36)$$

Мощность в начале линии 1-2

$$P_{12}^{\text{н}} = P_{12}^{\text{к}} + \Delta P_{12}; \quad Q_{12}^{\text{н}} = Q_{12}^{\text{к}} + \Delta Q_{12}. \quad (37)$$

Мощность, потребляемая из узла 1

$$P_{\text{потр}} = P_{12}^{\text{н}}; \quad Q_{\text{потр}} = Q_{12}^{\text{н}} - Q_{\text{с12/2}}. \quad (38)$$

Если в какой-то линии мощность получается отрицательной, то в этой линии мощность течет в направлении, противоположном указанному на рис. 9.

На втором этапе по заданному напряжению в узле 1 и полученным на первом этапе потокам мощности определяются потери напряжения в линиях сети и напряжения в ее узлах; расчет ведется от начала схемы (узла 1) к ее концу (узлу 3).

Потери напряжения в линии 1-2

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^{\text{н}} R_{12} + Q_{12}^{\text{н}} X_{12}}{U_1}. \quad (39)$$

Напряжение в конце линии 1-2 (узле 2)

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}. \quad (40)$$

Потери напряжения в линии 2-3

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2}. \quad (41)$$

Напряжение в конце линии 2-3 (узле 3)

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23}. \quad (42)$$

Аналогично рассчитывается другой участок схемы рис. 8.

Определяется суммарная активная и реактивная мощности, потребляемые из узла 1, и проверяются условия (28).

## 2.8. Регулирование напряжения в узлах нагрузки

В качестве средства регулирования напряжения в электрических сетях широко используются трансформаторы с регулированием под нагрузкой (РПН). В соответствии с ПУЭ напряжение на шинах 10 кВ подстанций в режиме наибольшей нагрузки должно быть не ниже  $1,05U_{ном}$  (10,5 кВ).

При расчете установившегося режима на высшем напряжении узлов  $i$  были получены напряжения  $U_i$ . Рассчитаем напряжения на вторичной обмотке трансформаторов  $U_i''$ . Схема для расчета приведена на рис. 10.

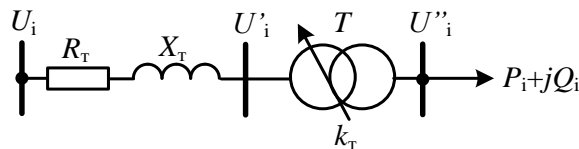


Рис. 10. Схема для расчета напряжения на вторичной стороне трансформатора

Напряжение  $U'_i$  на вторичной обмотке трансформатора, приведенное к первичной обмотке, отличается от напряжения  $U_i$  на величину потерь напряжения в трансформаторе:

$$U'_i = U_i - \Delta U_T = U_i - \frac{P_i R_T + Q_{pi} X_T}{n U_i}, \quad (43)$$

где  $n$  – количество трансформаторов на подстанции в узле  $i$ .

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора принимаются по его паспортным данным (табл. 5).

Действительное напряжение на вторичной обмотке трансформатора

$$U''_i = \frac{U'_i}{k_T} = \frac{U'_i U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (44)$$

где  $k_T = \frac{U_{BH}}{U_{HH}}$  – номинальный коэффициент трансформации.

Если напряжение  $U''_i$  меньше 10,5 кВ, необходимо выполнить регулирование напряжения, т. е. изменить номинальный коэффициент трансформации таким образом, чтобы выполнялось условие

$$\frac{U'_i U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}} - n U_{\text{СТ}}} \geq 10,5, \quad (45)$$

где  $\frac{U_{\text{ВН}} - n U_{\text{СТ}}}{U_{\text{НН}}}$  – измененный коэффициент трансформации;

$n$  – номер ответвления (ступени) РПН;

$U_{\text{СТ}} = U_{\text{СТ}}\% U_{\text{ВН}}/100$  – напряжение одной ступени регулирования, кВ;

$U_{\text{СТ}}\%$  – напряжение одной ступени регулирования, %.

Из соотношения (45) определяется номер ответвления  $n$  и округляется в сторону увеличения до целого числа. После этого определяется действительное напряжение на вторичной обмотке трансформатора после регулирования:

$$U''_{i \text{ пер}} = \frac{U'_i U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}} - n U_{\text{СТ}}}. \quad (46)$$

Полученное значение должно быть не менее 10,5 кВ.

В курсовом проекте регулирование напряжения следует выполнить в узлах 3 и 4.

## 2.9. Графическая часть

Графическая часть проекта включает в себя чертеж формата А1, на котором приводятся:

- схема расположения узлов проектируемой системы с указанием масштаба;
- таблица основных исходных данных;
- однолинейная схема проектируемой электроэнергетической системы со схемами ТЭЦ и подстанций, соединенными между собой линиями электропередачи; для каждой линии между узлами  $i$  и  $j$  указываются условное обозначение линии, марка провода и длина линии, например  $W_{12}$ , АС150,  $L=40$  км;
- результаты расчета установившегося режима – мощности  $P_{\text{потр}}$ ,  $Q_{\text{потр}}$ , потребляемые от подстанции в узле 1, напряжения  $U''_i$  до регулирования и напряжения  $U''_{i \text{ пер}}$  после регулирования.

На чертеже должны быть нанесены буквенно-цифровые обозначения выбранного оборудования (трансформаторов, генераторов, проводов). Все элементы схемы должны быть обозначены латинскими буквами со сквозной нумерации

ей. Графические и буквенные обозначения элементов схемы должны соответствовать ГОСТ и ЕСКД.

*Схема ТЭЦ.* ТЭЦ с единичной мощностью агрегатов до 60 МВт, от которой значительная часть электроэнергии выдается местной нагрузке на генераторном напряжении, выполняется, как правило, с генераторным распределительным устройством ГРУ. От шин ГРУ получают питание потребители напряжением 10 кВ и потребители собственных нужд (СН). Типовая схема такой ТЭЦ приведена на рис. 11. Количество секций ГРУ определяется количеством генераторов  $G$ . Распределительное устройство высшего напряжения 110...220 кВ при двух отходящих линиях выполняется по схеме без сборных шин с рабочей и ремонтной перемычками. При большем количестве отходящих линий распределительное устройство высшего напряжения выполняется с рабочей секционированной (1, 2) и обходной (ОСШ) системами шин (рис. 12).

*Подстанция в узле 1.* Это крупная узловая подстанция, от которой питаются не только потребители проектируемой системы, но и ряд других потребителей. Распределительное устройство на напряжение 110(220) кВ такой подстанции показано на рис. 12. Трансформаторы  $T1$  и  $T2$  работают на секции 1 и 2 рабочей системы шин через выключатели  $Q5$  и  $Q6$ . Количество присоединяемых линий три и более (на рис. 12 четыре линии).

*Подстанции в узлах 3 и 4.* Для тупиковых подстанций широко применяются блочные схемы (рис. 13,а). Если подстанция проходная (транзитная) следует применять схему с рабочей и ремонтной перемычками (рис. 13,б). Рабочая служит для обеспечения транзита мощности. При выполнении ремонтных работ на выключателе  $QB$  транзит мощности осуществляется через ремонтную перемычку с разъединителями  $QSB1$  и  $QSB2$ .

Распределительное устройство низшего напряжения 10 кВ собирается, как правило, из комплектных ячеек и состоит из двух (1 и 2) или четырех (1, 2, 3 и 4) секций, соединенных секционными выключателями  $QB$ . Количество секций определяется исполнением трансформатора (с расщеплением вторичных обмоток или без расщепления). Поскольку в состав потребителей входят электроприемники 1 категории, на секционных выключателях следует предусмотреть автоматику ввода резервного питания (АВР).

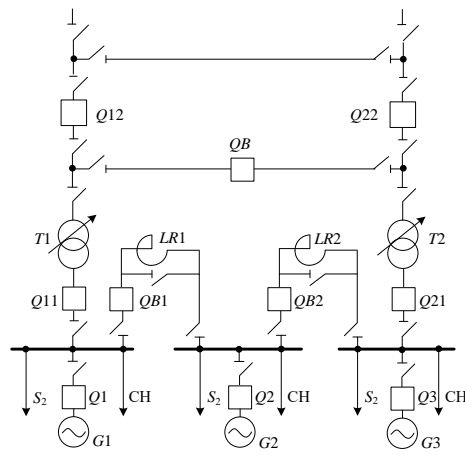


Рис. 11. Схема ТЭЦ с ГРУ

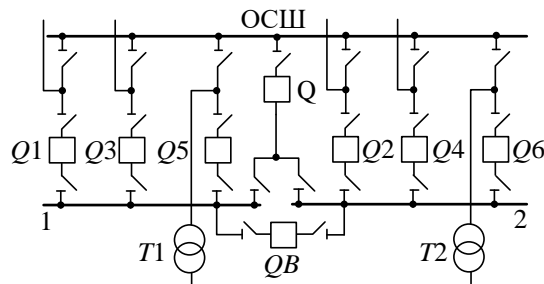


Рис. 12. Схема подстанции с одной рабочей (секционированной) и обходной системами шин

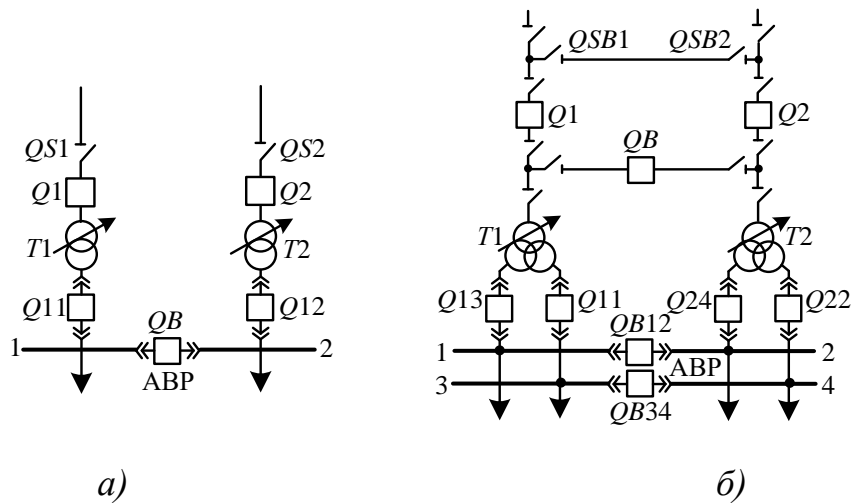


Рис. 13. Типовые схемы подстанций без сборных шин на стороне высшего напряжения