





МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
"КОСТРОМСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ"

Электроэнергетический факультет

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Профиль Электроснабжение

Кафедра электроснабжения и эксплуатации электрооборудования

### РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к курсовой работе по дисциплине  
**«Районные электрические сети»**

на тему: «Проектирование районных электрических сетей»

Автор работы \_\_\_\_\_ Тихомиров Владимир Геннадьевич  
*Подпись* *Дата* *Инициалы, фамилия*

Группа 751z

Руководитель работы \_\_\_\_\_  
*Подпись* *Дата* *Инициалы, фамилия*

Работа защищена \_\_\_\_\_  
*Дата* *Оценка прописью*

## Календарный график выполнения курсового проекта

Неделя	Раздел
1 неделя	Получение задания и определение исходных данных
2 неделя	Составление баланса мощностей и обоснование схемы электрической сети
3 неделя	Выполнение расчетов по обоснованию напряжения электрической сети. Определение потоков мощностей и напряжения на участках
4 неделя	Составление баланса реактивной мощности, выбор мощности и размещение компенсирующих устройств
5 неделя	Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи
6 неделя	Выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ
7 неделя	Выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки
8 неделя	Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН
9 неделя	Расчет установившегося режима электрической сети
10 неделя	Расчет установившегося режима электрической сети
11 неделя	Расчет установившегося режима электрической сети
12 неделя	Расчет установившегося режима электрической сети
13 неделя	Оформление пояснительной записки
14 неделя	Оформление графической части
15 неделя	Защита работы



### Аннотация

В данной курсовой работе был выполнен расчет электрических сетей. Были составлены и рассчитаны балансы реактивной мощности, выбрано и проверено сечение проводов линий электропередач, выбрана схема выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ. Схема района была изображена на листе формата А1 с учетом основных требований действующих правил электроустановок [3].

Расчетно-пояснительная записка состоит из 34 страниц, 11 рисунков, 8 таблиц и 8 использованных литературных источников.

					КП.41.703.02.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Аннотация	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Тихомиров В.Г.						
Провер.		Галятин Н. Ю.					6	
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

## Содержание

Введение.....	8
1 Исходные данные.....	9
2 Составление баланса мощностей.....	10
2.1 Составление баланса активной мощности и выбор генераторов ТЭЦ.....	10
2.2 Обоснование схемы электрической сети.....	11
3 Обоснование напряжения электрической сети.....	12
3.1 Определение потоков мощностей.....	12
3.2 Определение напряжения на участках.....	13
4 Баланс реактивной мощности, выбор мощности и размещение компенсирующих устройств.....	14
5 Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи.....	16
6. Выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ.....	21
7. Выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки.....	23
8. Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН.....	26
9. Расчет установившегося режима электрической сети.....	28
10. Регулирование напряжения.....	31
Заключение.....	33
Список использованных источников.....	34

					КП.41.703.02.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тихомиров В.Г.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Галятин Н. Ю.			7		
Реценз.					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.							
Утверд.							

## Введение

Проектирование электрической сети, включая разработку конфигурации сети и схемы подстанции, является одной из основных задач развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надёжного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

Задача проектирования электрической сети относится к классу оптимизационных задач, однако не может быть строго решена оптимизационными методами в связи с большой сложностью задачи, обусловленной многокритериальностью, многопараметричностью и динамическим характером задачи, дискретностью и частичной неопределенностью исходных параметров.

В этих условиях проектирование электрической сети сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития электрической сети, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией в нормальных и послеаварийных режимах. Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию. При этом все варианты предварительно доводятся до одного уровня качества и надёжности электроснабжения. Экологический, социальный и другие критерии при проектировании сети учитываются в виде ограничений.

					КП.41.703.02.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тихомиров В.Г.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Галятин Н. Ю.					8	
Реценз.						ФГБОУ ВО		
Н. Контр.						Костромская ГСХА		
Утверд.								

### Исходные данные (вариант 5)

Климатические условия:

нормативное ветровое давление, Па (да Н/м<sup>2</sup>) — 650(65)

толщина стенки гололёда, мм — 20

низшая температура  $t_H = -20^{\circ}\text{C}$

высшая температура  $t_B = 35^{\circ}\text{C}$

средняя температура  $t_C = 5^{\circ}\text{C}$

Таблица 1 - Сведения о мощности узлов

	1	2	3	4
P, МВт	60	45	30	35
Q, Мвар	30	31,5	24	31,5
tgφ	0,5	0,7	0,8	0,9
S, МВА	67,1	54,9	38,4	47,1

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi; \quad S = \sqrt{Q^2 + P^2}$$

Таблица 2 - Сведения о мощности генераторов

Тип	Скорость вращения, об/мин	S <sub>НОМ</sub> , МВА	P <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	cosφ <sub>НОМ</sub>	Q <sub>НОМ</sub> , Мвар	tgφ <sub>НОМ</sub>
Т-12	3000	15	12	10,5	0,8	9	0,75
Т-20	3000	24	20	10,5	0,8	13,27	0,66
Т-32	3000	40	32	10,5	0,8	24	0,75
Т-63	3000	78,75	63	10,5	0,8	47,25	0,75

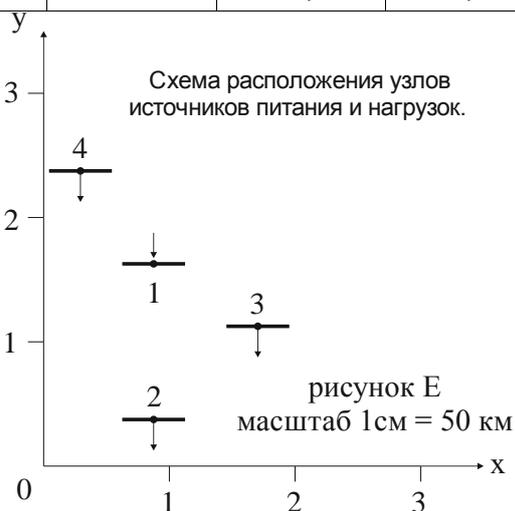


Рис.1 — Схема расположения узлов источников питания и нагрузок.

КП.41.703.02.ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Тихомиров В.Г.		
Провер.		Галягин Н. Ю.		
Консульт.				
Н. Контр.				
Утв.				
Исходные данные				
		Лит.		Лист
				9
ФГБОУ ВО Костромская ГСХА				

## 2 Составление баланса мощностей

### 2.1 Составление баланса активной мощности и выбор генераторов ТЭЦ

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

$$k_P(P_2+P_3+P_4)+\Delta P_\Sigma+P_{CH}=P_{ТЭЦ}+P_1$$

Принимаем:  $P_{CH}=0,1P_{ТЭЦ}$       $k_P=0,9$

$$\Delta P=10\% \Rightarrow \Delta P_2=4,5\text{МВт}, \Delta P_3=3\text{МВт}, \Delta P_4=3,5\text{МВт}$$

Поскольку  $P_{ТЭЦ}$  неизвестно, то  $P_{CH}$  вначале примем равным нулю, а затем определим их методом последовательных приближений.

$$P_{ТЭЦ}=k_P(P_2+P_3+P_4)+\Delta P_\Sigma+P_{CH} - P_1$$

$$P_{ТЭЦ}=0,9(45 + 30 + 35)+(4,5 + 3 + 3,5) + 0 - 60 = 50\text{МВт}$$

Принимаем два генератора Т-32 суммарной мощностью 64 МВт .  
Для принятой установленной мощности генераторов  $P_{CH}=6,4$ .

Определим активную мощность ТЭЦ с учётом собственных нужд:

$$P_{ТЭЦ}=0,9(45 + 30 + 35)+(4,5 + 3 + 3,5) + 0 + 6,4 - 60 = 56,4\text{МВт}$$

С учетом собственных нужд генераторы Т-32 подходят.

$$Q_{ТЭЦ.уст}=Q_{Г1}+Q_{Г2}=24+24=48 \text{ Мвар}$$

Мощность, выдаваемая станцией в систему:

$$P_{ТЭЦ.сис}=P_{ТЭЦ.уст} - P_{CH} - P_2 = 64 - 6,4 - 30 = 27,6 \text{ МВт}$$

$$Q_{ТЭЦ.сис}=Q_{ТЭЦ.уст} - Q_{CH} - Q_2$$

$$Q_{CH}=P_{CH} \cdot \text{tg}\varphi_{CH}$$

$$\text{tg}\varphi_{CH}=1 \Rightarrow Q_{CH}=P_{CH}$$

					КП.41.703.02.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тихомиров В.Г.			Составление баланса мощностей	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Галятин Н. Ю.					10	
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

$$Q_{\text{ТЭЦ,сис}} = 48 - 6,4 - 21 = 20,6 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{ТЭЦ,сис}} = \sqrt{P_{\text{ТЭЦ,сис}}^2 + Q_{\text{ТЭЦ,сис}}^2} = \sqrt{27,6^2 + 20,6^2} = 34,4 \text{ МВА}$$

## 2.2 Обоснование схемы и напряжения электрической сети

Электрическая сеть должна обеспечивать надежное электроснабжение потребителей и требовать для своего развития наименьших затрат материальных ресурсов.

Выберем к рассмотрению два возможных варианта электрической сети (рис. 2, а, б). В каждом варианте обеспечивается прямая связь ТЭЦ с энергосистемой; потребители получают питание по линиям электропередачи.

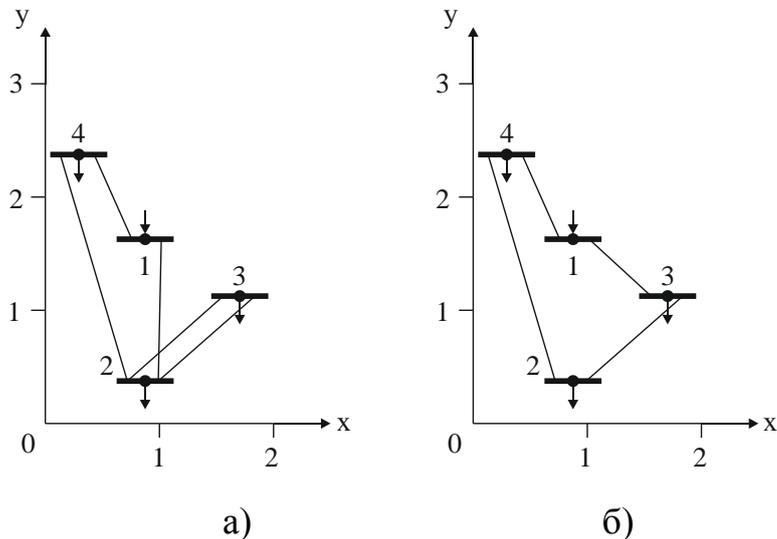


Рис. 2 — Варианты развития электрической сети

В схемах при аварийном отключении любой линии электропередачи обеспечивается электроснабжение потребителей и сохраняется связь ТЭЦ с энергосистемой. Схемы а) и б) по суммарной длине линий в одноцепном исполнении практически равноценны. Сопоставим эти схемы по количеству силовых выключателей, условно обозначенных жирными точками. В схеме б) на два выключателя меньше. Таким образом, для дальнейшего рассмотрения следует оставить схему б).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

### 3 Обоснование схемы и напряжения электрической сети

Условия при обрыве одной ЛЭП:

- обеспечение питанием потребителей 2, 3 и 4
- сохранение связи ТЭЦ с энергосистемой (узел 1)

Длины линий:

$$L_{13} = 38 \text{ км}; L_{23} = 58 \text{ км}; L_{24} = 105 \text{ км}; L_{41} = 40 \text{ км}; L_{\Sigma} = 241 \text{ км}$$

#### 3.1 Определение потоков мощностей

$$P_{14} = \frac{P_4(L_{24} + L_{23} + L_{31'}) - P_{\text{ТЭЦ, СИС}}(L_{23} + L_{31'}) + P_3 L_{31'}}{L_{\Sigma}}$$

$$P_{14} = \frac{35(105 + 58 + 38) - 27,6(58 + 38) + 30 \cdot 38}{241} = 22,9 \text{ МВт}$$

$$P_{1'3} = \frac{P_3(L_{23} + L_{24} + L_{41}) - P_{\text{ТЭЦ, СИС}}(L_{24} + L_{41}) + P_4 L_{41}}{L_{\Sigma}}$$

$$P_{1'3} = \frac{30(58 + 105 + 40) - 27,6(105 + 40) + 35 \cdot 40}{241} = 14,5 \text{ МВт}$$

Проверка правильности вычислений:

$$P_{14} + P_{1'3} = P_4 + P_3 - P_{\text{ТЭЦ, СИС}}$$

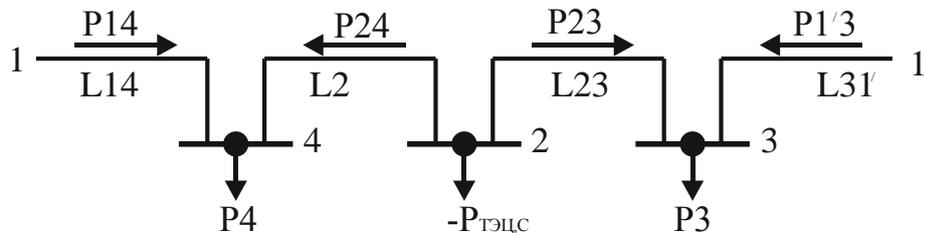
$$P_{14} + P_{1'3} = 22,9 + 14,5 = 37,4 \text{ МВт}$$

$$P_4 + P_3 - P_{\text{ТЭЦ, СИС}} = 35 + 30 - 27,6 = 37,4$$

$$P_{42} = P_{14} + P_4 = 22,9 + 35 = 57,9 \text{ МВт}$$

$$P_{23} = P_{1'3} + P_3 = 14,5 + 30 = 44,5 \text{ МВт}$$

Согласно полученным знакам, поменяем направление мощностей в расчётной схеме:



					КП.41.703.02.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Тихомиров В.Г.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Галятин Н. Ю.					12	
Реценз.					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.							
Утверд.							

Обоснование схемы и  
напряжения электрической  
сети

### 3.2 Определение напряжения на участках

Воспользуемся формулой Илларионова для определения номинального напряжения на участках:

$$U_{\text{НОМ}13} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{13}} + \frac{2500}{P_{13}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{38} + \frac{2500}{14,5}}} = 73 \Rightarrow 110\text{кВ}$$

$$U_{\text{НОМ}32} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{32}} + \frac{2500}{P_{32}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{58} + \frac{2500}{44,5}}} = 124 \Rightarrow 110\text{кВ}$$

$$U_{\text{НОМ}24} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{24}} + \frac{2500}{P_{24}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{57,9}}} = 125 \Rightarrow 110\text{кВ}$$

$$U_{\text{НОМ}41} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{41}} + \frac{2500}{P_{41}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{22,9}}} = 91 \Rightarrow 110\text{кВ}$$

Для всех участков сети выбираем напряжение 110 кВ

#### 4 Баланс реактивной мощности, выбор мощности и размещение компенсирующих устройств

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

$$k_q(Q_2+Q_3+Q_4)+\Delta Q_L+Q_{CH}+\Delta Q_T=Q_{ТЭЦ,УСТ}+Q_1+Q_{КУ}+Q_C$$

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

$k_q \approx 0,9$  – коэффициент разновременности максимумов реактивной нагрузки;

$Q_1$  – реактивная мощность, передаваемая через районную подстанцию;

$\Delta Q_L$  и  $\Delta Q_T$  – потери мощности в линиях и трансформаторах;

$Q_{ТЭЦ, УСТ}$ ,  $Q_{CH}$  – реактивная мощность ТЭЦ и её собственных нужд;

$Q_C$  – зарядная мощность линий электропередачи;

$Q_{КУ}$  – требуемая суммарная мощность компенсирующих устройств.

$$\Delta Q_L = 10 \cdot 10^{-3} L_{\Sigma} = 10 \cdot 10^{-3} \cdot (38 + 58 + 105 + 40) = 2,4 \text{ Мвар}$$

$$\Delta Q_T = 0,1(S_3 + S_4 + S_{ТЭЦ, СИС}) = 0,1(30 + 35 + 27,6) = 9,3 \text{ Мвар}$$

$$Q_C = 2,6 \cdot 10^{-6} U^2 L_{\Sigma} = 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 \cdot 241 = 7,6 \text{ Мвар}$$

Из основного уравнения выразим требуемую суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ} = k_q(Q_2 + Q_3 + Q_4) + \Delta Q_L + Q_{CH} + \Delta Q_T - Q_{ТЭЦ, УСТ} - Q_1 - Q_C$$

$$Q_{КУ} = 0,9(31,5 + 24 + 31,5) + 2,4 + 6,4 + 9,3 - 20,6 - 30 - 7,6 = 38,2 \text{ Мвар}$$

Распределение мощности  $Q_{КУ}$  между потребителями представляет собой достаточно сложную оптимизационную задачу. Эта задача решается упрощенно:

– в узле 1 компенсирующие устройства не размещаются ( $Q_{ку1} = 0$ ), поскольку в этом узле находится ТЭЦ, генераторы которой являются мощным источником реактивной мощности;

– распределение мощности  $Q_{ку}$  между узлами 2, 3 и 4 выполняется по равенству коэффициентов реактивной мощности в этих узлах;

					КП.41.703.02.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тихомиров В.Г.			Баланс реактивной мощности, выбор мощности и размещение компенсирующих устройств	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Галятин Н. Ю.					14	
Реценз.						ФГБОУ ВО		
Н. Контр.						Костромская ГСХА		
Утверд.								

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sum_i Q_i - Q_{KV}}{\sum_i P_i}$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{(Q_3 + Q_4) - Q_{KV}}{(P_3 + P_4)} = \frac{(24 + 31,5) - 38,2}{(24 + 31,5)} = 0,3$$

Искомые мощности компенсирующих устройств в узлах составят:

$$Q_{KV_i} = P_i (\operatorname{tg} \varphi_i - \operatorname{tg} \varphi)$$

$$Q_{KV3} = 30 \cdot (0,8 - 0,3) = 15 \text{ Мвар}$$

$$Q_{KV4} = 35 \cdot (0,9 - 0,3) = 21 \text{ Мвар}$$

После определения мощностей  $Q_{KV_i}$  расчетные нагрузки в узлах составят:

$$P_{pi} = P_i \quad Q_{pi} = Q_i - Q_{KV_i} \quad S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}$$

$$P_{p3} = 30 \text{ МВт}$$

$$P_{p4} = 35 \text{ МВт}$$

$$Q_{p3} = 24 - 15 = 9 \text{ Мвар}$$

$$Q_{p4} = 31,5 - 21 = 10,5 \text{ Мвар}$$

$$S_{p3} = \sqrt{30^2 + 9^2} = 31,3 \text{ МВА}$$

$$S_{p4} = \sqrt{35^2 + 10,5^2} = 36,5 \text{ МВА}$$

## 5 Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи

Для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи необходимо знать полные мощности, протекающие по линиям. Полная мощность, протекающая по линии между узлами  $i$  и  $j$ , определяется по выражению:

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}$$

$$Q_{14} = \frac{Q_4(L_{24} + L_{23} + L_{31'}) - Q_{\text{ТЭЦ.СИС}}(L_{23} + L_{31'}) + Q_3 L_{31'}}{L_{\Sigma}}$$

$$Q_{14} = \frac{10,5(105 + 58 + 38) - 20,6(58 + 38) + 9 \cdot 38}{241} = 2,0 \text{ МВт}$$

$$Q_{1'3} = \frac{Q_3(L_{23} + L_{24} + L_{14}) - Q_{\text{ТЭЦ.СИС}}(L_{24} + L_{14}) + Q_4 L_{14}}{L_{\Sigma}}$$

$$Q_{1'3} = \frac{9(58 + 105 + 40) - 20,6(105 + 40) + 10,5 \cdot 40}{241} = -3,1 \text{ МВт}$$

Проверка правильности вычислений:

$$Q_{14} + Q_{1'3} = Q_3 + Q_4 - Q_{\text{ТЭЦ.СИС}}$$

$$Q_{14} + Q_{1'3} = 2,0 - 3,1 = -1,1 \text{ Мвар}$$

$$Q_3 + Q_4 - Q_{\text{ТЭЦ.СИС}} = 9 + 10,5 - 20,6 = -1,1 \text{ Мвар}$$

$$Q_{42} = Q_{14} - Q_4 = 2 - 10,5 = -8,5 \text{ Мвар}$$

$$Q_{23} = Q_{1'3} - Q_3 = -3,1 - 9 = -11,1 \text{ Мвар}$$

$$S_{1'3} = \sqrt{P_{13}^2 + Q_{13}^2} = \sqrt{14,5^2 + 3,1^2} = 14,8 \text{ МВА}$$

$$S_{32} = \sqrt{P_{32}^2 + Q_{32}^2} = \sqrt{44,5^2 + 11,1^2} = 45,9 \text{ МВА}$$

$$S_{24} = \sqrt{P_{24}^2 + Q_{24}^2} = \sqrt{57,9^2 + 8,5^2} = 58,5 \text{ МВА}$$

$$S_{14} = \sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2} = \sqrt{22,9^2 + 2^2} = 23,0 \text{ МВА}$$

					КП.41.703.02.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тихомиров В.Г.			Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Галятин Н. Ю.					16	
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

Для принятого номинального напряжения сети  $U_{НОМ}$  ток в линии составит:

$$I_{ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{13} = \frac{14800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 78 \text{ А}$$

$$I_{32} = \frac{45800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 240 \text{ А}$$

$$I_{24} = \frac{58500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 307 \text{ А}$$

$$I_{14} = \frac{23000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 120 \text{ А}$$

Сечение провода, соответствующее экономической плотности тока:

$$q_{ij} = \frac{I_{ij}}{j_{эк}}$$

$$q_{13} = \frac{78}{1} = 78 \text{ мм}^2$$

$$q_{32} = \frac{240}{1} = 240 \text{ мм}^2$$

$$q_{24} = \frac{307}{1} = 307 \text{ мм}^2$$

$$q_{14} = \frac{120}{1} = 120 \text{ мм}^2$$

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного сечения  $q_{ij}$ . Шкала стандартных сечений проводов воздушных линий составляет следующий ряд:  
16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 330, 400, 500, ... мм<sup>2</sup>.

Исходя из этого, для каждой линии принимаем следующие сечения:

$$q_{13} = 95 \text{ мм}^2 \quad q_{32} = 240 \text{ мм}^2 \quad q_{24} = 400 \text{ мм}^2 \quad q_{14} = 120 \text{ мм}^2$$

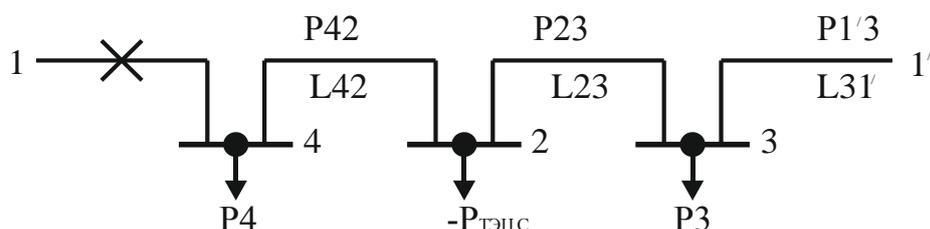
Проверка по нагреву проводов таких линий выполняется по условию:

$$I_{ijПА} = 2 \cdot I_{ij} \leq I_{ДОП}$$

$$I_{13ПА} = 2 \cdot 78 = 156 \text{ А} \quad I_{32ПА} = 2 \cdot 240 = 480 \text{ А}$$

$$I_{24ПА} = 2 \cdot 307 = 614 \text{ А} \quad I_{14ПА} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ А}$$

Отключение линии 1-4



					КП.41.703.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$P_{42} = P_4 = 35 \text{ МВт}$$

$$P_{23} = P_4 - P_{\text{тэц,с}} = 35 - 27,6 = 7,4 \text{ МВт}$$

$$P_{13} = P_3 + P_{23} = 30 + 7,4 = 37,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{42} = Q_4 = 10,5 \text{ Мвар}$$

$$Q_{23} = Q_4 - Q_{\text{тэц,с}} = 10,5 - 20,6 = -10,1 \text{ Мвар}$$

$$Q_{13} = Q_3 + Q_{24} = 9 - 10,1 = -1,1 \text{ Мвар}$$

$$S_{32} = \sqrt{P_{32}^2 + Q_{32}^2} = \sqrt{35^2 + 10,5^2} = 36,5 \text{ МВА}$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{24}^2 + Q_{24}^2} = \sqrt{7,4^2 + 10,1^2} = 12,5 \text{ МВА}$$

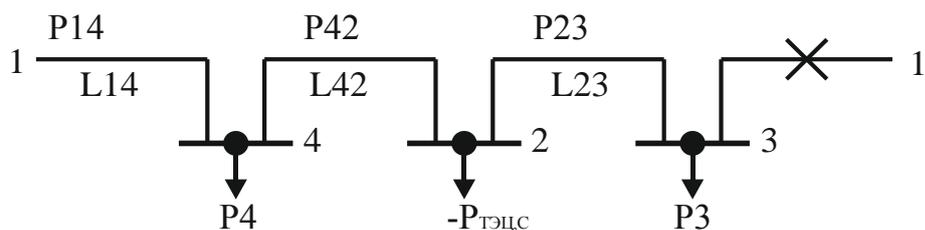
$$S_{14} = \sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2} = \sqrt{37,4^2 + 1,1^2} = 37,4 \text{ МВА}$$

$$I_{32} = \frac{36500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 192 \text{ А}$$

$$I_{23} = \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 65 \text{ А}$$

$$I_{14} = \frac{37400}{\sqrt{3} \cdot 110} = 196 \text{ А}$$

Отключение линии 3 – 1



$$P_{23} = P_3 = 30 \text{ МВт}$$

$$P_{42} = P_3 - P_{\text{тэц,с}} = 30 - 27,6 = 2,4 \text{ МВт}$$

$$P_{14} = P_4 + P_{42} = 35 + 2,4 = 37,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{23} = Q_3 = 9 \text{ Мвар}$$

$$Q_{42} = Q_3 - Q_{\text{тэц,с}} = 9 - 20,6 = -11,6 \text{ Мвар}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$Q_{14} = Q_4 + Q_{24} = 10,5 - 11,6 = -1,1 \text{ Мвар}$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{30^2 + 9} = 31,3 \text{ МВА}$$

$$S_{42} = \sqrt{P_{42}^2 + Q_{42}^2} = \sqrt{2,4^2 + 11,6^2} = 11,8 \text{ МВА}$$

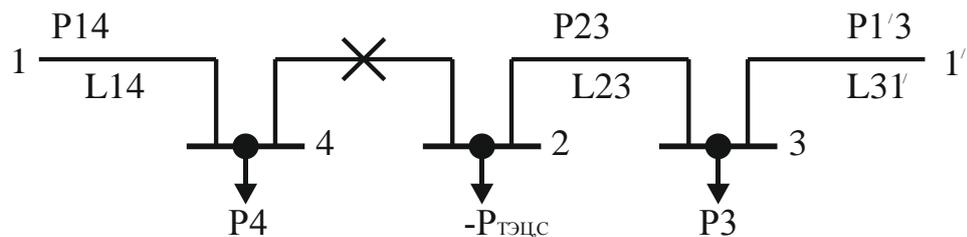
$$S_{14} = \sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2} = \sqrt{27,4^2 + 1,1^2} = 27,4 \text{ МВА}$$

$$I_{23} = \frac{31300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 164 \text{ А}$$

$$I_{42} = \frac{11800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 62 \text{ А}$$

$$I_{14} = \frac{27400}{\sqrt{3} \cdot 110} = 144 \text{ А}$$

Отключение линии 2 – 4



$$P_{14} = P_4 = 35 \text{ МВт}$$

$$P_{23} = -P_{\text{тэц,с}} = -27,6 \text{ МВт}$$

$$P_{13} = P_3 - P_{\text{тэц,с}} = 30 - 27,6 = 2,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{14} = Q_4 = 10,5 \text{ Мвар}$$

$$Q_{23} = -Q_{\text{тэц,с}} = -20,6 \text{ Мвар}$$

$$Q_{13} = Q_3 - Q_{\text{тэц,с}} = 9 - 20,6 = -11,6 \text{ Мвар}$$

$$S_{14} = \sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2} = \sqrt{35^2 + 10,5^2} = 36,5 \text{ МВА}$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{27,6^2 + 20,6^2} = 34,4 \text{ МВА}$$

$$S_{13} = \sqrt{P_{13}^2 + Q_{13}^2} = \sqrt{2,4^2 + 11,6^2} = 11,8 \text{ МВА}$$

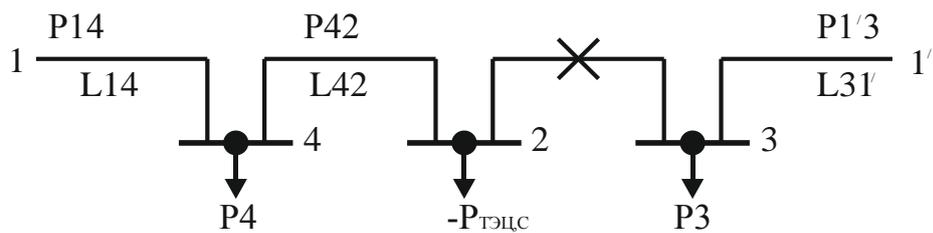
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$I_{13} = \frac{36500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 192 \text{ A}$$

$$I_{24} = \frac{34400}{\sqrt{3} \cdot 110} = 180 \text{ A}$$

$$I_{14} = \frac{11800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 62 \text{ A}$$

Отключение линии 2 – 3



$$P_{13} = P_3 = 30 \text{ МВт}$$

$$P_{42} = -P_{\text{ТЭЦ,с}} = -27,6 \text{ МВт}$$

$$P_{14} = P_4 - P_{\text{ТЭЦ,с}} = 35 - 27,6 = 7,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{13} = Q_3 = 9 \text{ Мвар}$$

$$Q_{42} = -Q_{\text{ТЭЦ,с}} = -20,6 \text{ Мвар}$$

$$Q_{14} = Q_4 - Q_{\text{ТЭЦ,с}} = 10,5 - 20,6 = -10,1 \text{ Мвар}$$

$$S_{13} = \sqrt{P_{13}^2 + Q_{13}^2} = \sqrt{30^2 + 9^2} = 31,3 \text{ МВА}$$

$$S_{42} = \sqrt{P_{42}^2 + Q_{42}^2} = \sqrt{27,6^2 + 20,6^2} = 34,4 \text{ МВА}$$

$$S_{14} = \sqrt{P_{14}^2 + Q_{14}^2} = \sqrt{7,4^2 + 10,1^2} = 12,5 \text{ МВА}$$

$$I_{14} = \frac{31300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 164 \text{ A}$$

$$I_{32} = \frac{34400}{\sqrt{3} \cdot 110} = 180 \text{ A}$$

$$I_{13} = \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 66 \text{ A}$$

На всех участках принимаем сечение  $q_{44} = 400 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 605 \text{ A}$

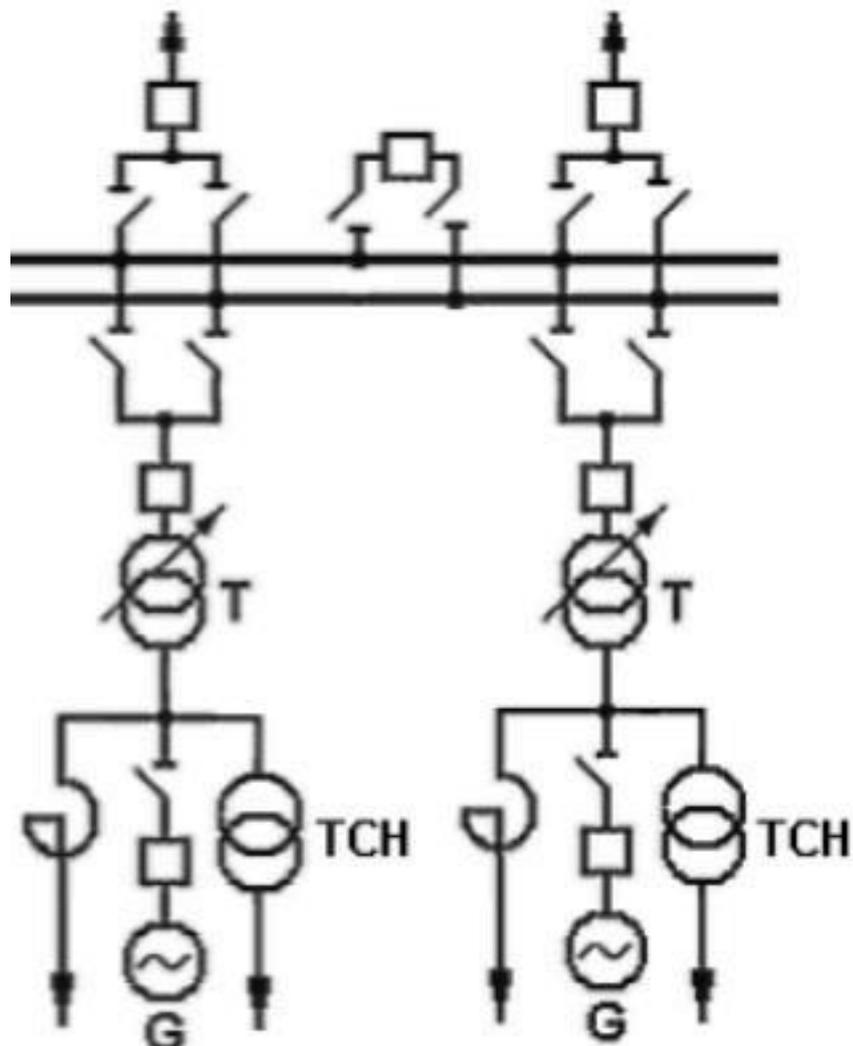
					КП.41.703.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

## 6. Выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ

Схемы выдачи мощности генераторами ТЭЦ строятся по двум основным принципам:

- схемы с генераторным распределительным устройством (ГРУ);
- блочные схемы.

От шин ГРУ получают питание потребители на напряжение 10 кВ и потребители собственных нужд (СН). Такие схемы применяются для генераторов небольшой мощности.



					КП.41.703.02.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Тихомиров В.Г.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Галятин Н. Ю.					21	
Реценз.					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.							
Утверд.							
Выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов							

Собственные нужды ТЭЦ выполняются на напряжении 6 кВ. Поэтому при генераторном напряжении, равном 10 кВ. питание с.н. осуществляется через трансформатор собственных нужд ТСН напряжением 10/6 кВ.

С ростом единичных мощностей генераторов применяются блочные схемы, в которых потребители на напряжение 10 кВ и потребители СН получают питание отпайками от генераторов G.

Для блочной схемы ТЭЦ с n одинаковыми агрегатами номинальная мощность каждого блочного трансформатора Т должна быть не меньше следующих значений:

$$S_{НОМ} \geq S_{ТЭЦ СИСТ} / 2$$

$$S_{НОМ} \geq 34,4 / 2 = 17,2 \text{ МВА}$$

					КП.41.703.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

## 7. Выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки

На подстанциях, от которых получают питание потребители 1 и 2 категории, устанавливаются два трансформатора.

Мощность трансформаторов на подстанции выбирается с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме. Под аварийным режимом понимается аварийное отключение одного трансформатора. Всю нагрузку принимает на себя оставшийся в работе трансформатор.

Выражение для выбора номинальной мощности

$$S_{ном} \geq S_{узл}/1,4$$

Полученное значение мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора

Схема подстанции зависит от напряжения, мощности, назначения подстанции, ее расположения в схеме сети, количества присоединений и других факторов.

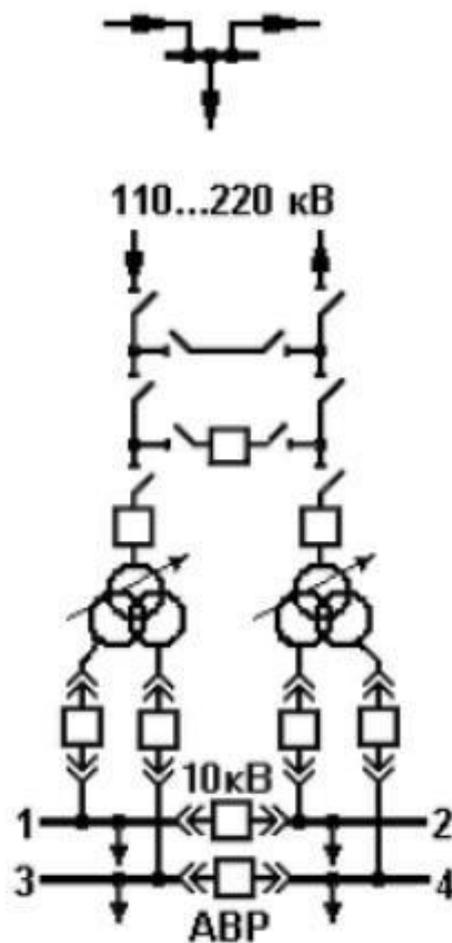
При выполнении курсовой работы следует принимать типовые схемы подстанций в зависимости от их расположения в схеме сети:

- тупиковая подстанция;
- транзитная в замкнутой схеме;
- транзитная в магистральной схеме.

РУ ВН (110-220 кВ) выполняется, как правило, открытым. При количестве присоединений до четырех (2 присоединения – линии. 2 присоединения – трансформаторы) РУ ВН выполняется без сборных шин.

Для обеспечения транзита мощности в РУ ВН предусматривается рабочая перемычка с выключателем (рис. 6,б). При выполнении ремонтных работ транзит мощности осуществляется через ремонтную перемычку без выключателя.

					КП.41.703.02.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тихомиров В.Г.			Выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Галятин Н. Ю.					23	
Реценз.						ФГБОУ ВО		
Н. Контр.						Костромская ГСХА		
Утверд.								



б)

Расчетная мощность трансформатора для узла 2;

$$S_{ном} \geq 54,9/1,4 = 39,2 \text{ МВА}$$

Расчетная мощность трансформатора для узла 3;

$$S_{ном} \geq 38,4/1,4 = 27,4 \text{ МВА}$$

Расчетная мощность трансформатора для узла 4;

$$S_{ном} \geq 47,1/1,4 = 33,6 \text{ МВА}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## Паспортные данные трансформаторов

Тип трансформатора	Сном. КВА	Uв ном. кВ	Un ном. кВ	ΔРхх, кВт	ΔРкз, кВт	икз, %	ixх %
Трансформатор для узла 3							
ТРДН-32000 110	32000	115	10,5	35	145	10,5	0,75
Трансформатор для узла 2,4							
ТРДН-40000 110	40000	115	10,5	42	160	10,5	0,7

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

## 8. Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН

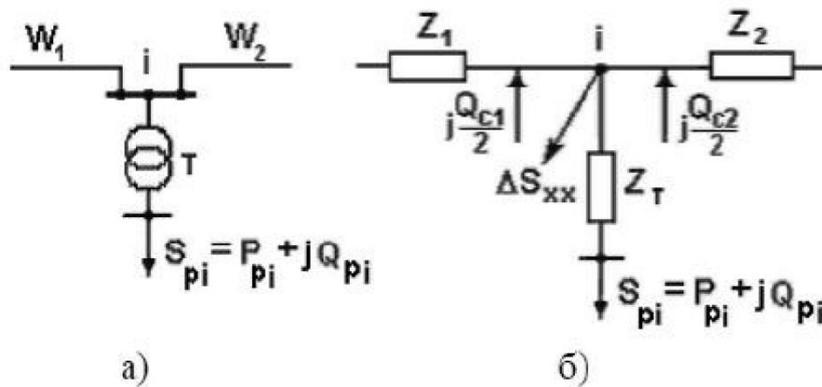
В соответствии с заданием нагрузки узлов заданы на стороне низшего напряжения (НН) 10 кВ. Приведение нагрузок к стороне высшего напряжения (ВН) выполняется для последующего упрощения расчетной схемы установившегося режима электрической сети.

На рис. 7,а показан участок схемы электрической сети: две линии W1 и W2 подходят к некоторому узлу i. Нагрузка на стороне НН составляет  $S_{pi} = P_{pi} + jQ_{pi}$ . Схема замещения этого участка сети приведена на рис. 7,б. Нагрузка узла i, приведенная к стороне ВН определяется по следующим выражениям

$$P_{iВ} = P_{pi} + \Delta P_T, \quad Q_{iВ} = Q_{pi} + \Delta Q_T - \frac{(Q_{C1} - Q_{C2})}{2},$$

где  $\Delta P_T$  и  $\Delta Q_T$  – потери активной и реактивной мощности в трансформаторах Т;

$Q_{C1}$  и  $Q_{C2}$  – зарядные мощности линий W1 и W2.



Участок схемы электрической сети (а), его схема замещения (б)

					КП.41.703.02.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Тихомиров В.Г.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Галятин Н. Ю.					26	
Реценз.					ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.							
Утверд.							
Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН сети							

Потери мощности в трансформаторах вычисляются по выражениям

$$\Delta P_T = n \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \Delta P_{K3} \frac{S_{pi}^2}{S_{НОМ}^2}, \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = n i_{XX} \frac{S_{НОМ}}{100} + \frac{1}{n} \frac{u_{K3} S_{pi}^2}{100 S_{НОМ}}, \text{ квар};$$

$$\Delta P_{T2} = 2 \cdot 42 + \frac{1}{2} \cdot 160 \cdot \frac{27,45^2}{40^2} = 0,1 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{T3} = 2 \cdot 35 + \frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \frac{19,2^2}{32^2} = 0,1 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{T4} = 2 \cdot 42 + \frac{1}{2} \cdot 160 \cdot \frac{23,55^2}{40^2} = 0,1 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{T2} = 2 \cdot 0,7 \cdot \frac{40}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5 \cdot 27,45^2}{100 \cdot 40} = 1,5 \text{ Мвар}$$

$$\Delta Q_{T3} = 2 \cdot 0,75 \cdot \frac{32}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5 \cdot 19,2^2}{100 \cdot 32} = 1,1 \text{ Мвар}$$

$$\Delta Q_{T4} = 2 \cdot 0,7 \cdot \frac{40}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5 \cdot 23,55^2}{100 \cdot 40} = 1,3 \text{ Мвар}$$

Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН

Узел	P, МВт	Q, Мвар	$\Delta P_T$ , МВт	$\Delta Q_T$ , Мвар	Qc1, Мвар	Qc2, Мвар	Pв, МВт	Qв, Мвар
2	45	31,5	0,1	1,5	3,3	1,8	45,1	38,1
3	30	9	0,1	1,1	1,8	1,2	30,1	13,1
4	35	10,5	0,1	1,3	3,3	1,3	35,1	16,4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

КП.41.703.02.ПЗ

Лист

27

## 9. Расчет установившегося режима электрической сети

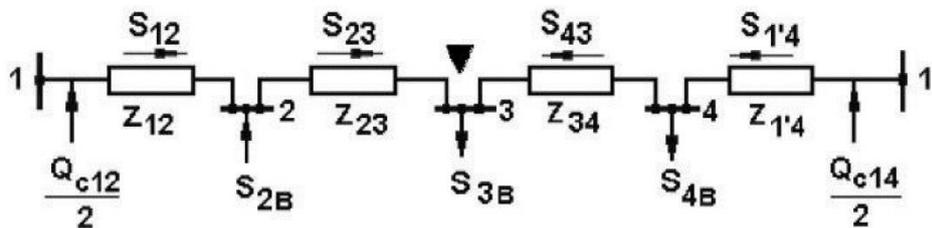
Целью расчета установившегося режима в курсовой работе является определение уровней напряжения в узлах электрической сети для последующей оценки необходимости регулирования напряжения. Кроме того, после расчета должны быть проверены условия

$$P_{\text{ПОТР}} \leq P_1 ; Q_{\text{ПОТР}} \leq Q_1 ,$$

где  $P_{\text{ПОТР}}$  и  $Q_{\text{ПОТР}}$  – активная и реактивная мощности, потребляемые от районной подстанции, расположенной в узле 1.

Для расчета установившегося режима составляется схема замещения электрической сети с мощностями узлов, приведенными к стороне ВН.

При расчете замкнутой сети сначала определяется предварительное (без учета потерь) распределение мощностей:



$$S_{12} = \frac{-S_{2B}(Z_{21}^* + Z_{31}^* + Z_{41}^*) + S_{3B}(Z_{31}^* + Z_{41}^*) + S_{4B}Z_{41}^*}{Z_{\Sigma}^*};$$

$$S_{1'4} = \frac{S_{4B}(Z_{41}^* + Z_{31}^* + Z_{21}^*) + S_{3B}(Z_{31}^* + Z_{21}^*) - S_{2B}Z_{21}^*}{Z_{\Sigma}^*}$$

где  $Z^* = R - jX$  – сопряженное комплексное сопротивление.

					КП.41.703.02.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тихомиров В.Г.			Расчет установившегося режима электрической сети	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Галятин Н. Ю.					28	
Реценз.						ФГБОУ ВО Костромская ГСХА		
Н. Контр.								
Утверд.								

### Сопротивление линий

Линия	Длина, м	r0, Ом/км	x0, Ом/км	R, Ом	X, Ом	Z, Ом
L13	38	0,1	0,43	3,8	16,3	16,7
L23	58	0,1	0,43	5,8	24,5	25,1
L24	105	0,1	0,43	10,5	45,2	46,4
L14	40	0,1	0,43	4,0	17,2	17,7

$$P_{14} = \frac{P_{4В}(Z_{24} + Z_{23} + Z_{13'}) - P_{ТЭЦ.СИС}(Z_{23} + Z_{13'}) + P_{3В}Z_{13'}}{Z_{\Sigma}}$$

$$P_{14} = \frac{35,1(45,2 + 24,5 + 16,3) - 27,6(24,5 + 16,3) + 30,1 * 16,3}{45,2 + 24,5 + 16,3} = 27,7 \text{ МВА}$$

$$Q_{14} = \frac{Q_{4В}(Z_{24} + Z_{23} + Z_{13'}) - Q_{ТЭЦ.СИС}(Z_{23} + Z_{13'}) + Q_{3В}Z_{13'}}{Z_{\Sigma}}$$

$$Q_{14} = \frac{16,4(45,2 + 24,5 + 16,3) - 20,6(24,5 + 16,3) + 13,1 * 16,3}{45,2 + 24,5 + 16,3} = 9,1 \text{ МВА}$$

$$P_{1'3} = \frac{P_{3В}(Z_{23} + Z_{24} + Z_{14}) - P_{ТЭЦ.СИС}(Z_{24} + Z_{14}) + P_{4В}Z_{14}}{Z_{\Sigma}}$$

$$P_{1'3} = \frac{30,1(24,5 + 45,2 + 17,2) - 70,6(45,2 + 17,2) + 35,1 * 17,2}{24,5 + 45,2 + 17,2} = -13,6 \text{ МВА}$$

$$Q_{1'3} = \frac{Q_{3В}(Z_{23} + Z_{24} + Z_{14}) - Q_{ТЭЦ.СИС}(Z_{24} + Z_{14}) + Q_{4В}Z_{14}}{Z_{\Sigma}}$$

$$Q_{1'3} = \frac{13,1(24,5 + 45,2 + 17,2) - 20,6(45,2 + 17,2) + 16,4 * 17,2}{24,5 + 45,2 + 17,2} = 1,6 \text{ МВА}$$

Потери мощности в линии между узлами i и j определяются по выражениям

$$\Delta P_{ij} = \frac{\sqrt{(P_{ij})^2 + (Q_{ij})^2} * R_{ij}}{U_{НОМ}^2}$$

$$\Delta Q_{ij} = \frac{\sqrt{(P_{ij})^2 + (Q_{ij})^2} * X_{ij}}{U_{НОМ}^2}$$

Мощность в начале линии отличается от мощности в конце линии на величину потерь мощности

Расчет потери мощности

Уча- сток	$P_{ij}^H$ , МВт	$Q_{ij}^H$ , Мвар	$R_{ij}$ , Ом	$X_{ij}$ , Ом	$\Delta P_{ij}$ , МВт	$\Delta Q_{ij}$ , Мвар	$P_{ij}$ , МВт	$Q_{ij}$ , Мвар
L13	13,6	1,6	3,8	16,3	0,04	0,17	13,64	1,77
L23	21,5	1	5,8	24,5	0,09	0,40	21,59	1,40
L24	57,8	22,2	10,5	45,2	0,49	2,12	58,29	24,32
L14	27,7	9,1	4,0	17,2	0,09	0,38	27,79	9,48

Потери напряжения в линии между узлами  $i$  и  $j$  определяются по выражению

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij}^H * R_{ij} + Q_{ij}^H * X_{ij}}{U_i}$$

Расчет потери напряжения

Уча- сток	$P_{ij}^H$ , МВт	$Q_{ij}^H$ , Мвар	$R_{ij}$ , Ом	$X_{ij}$ , Ом	$\Delta U_{ij}$ , %	$U_i$ , кВ	$U_j$ , кВ
L13	13,6	1,6	3,8	16,3	0,1	0,71	109,29
L23	21,5	1	5,8	24,5	0,1	1,37	108,63
L24	57,8	22,2	10,5	45,2	0,1	14,97	95,03
L14	27,7	9,1	4,0	17,2	0,1	2,43	107,57

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 10. Регулирование напряжения

Цель регулирования напряжения – обеспечение требуемого ПУЭ уровня напряжения на шинах 10 кВ подстанций в узлах нагрузки 3 и 4. В режиме наибольшей нагрузки это напряжение должно быть не ниже  $1,05U_{НОМ}$  (10,5 кВ).

Средством регулирования напряжения в выполняемом проекте являются трансформаторы с РПН.

Пусть при расчете установившегося режима в некотором узле  $i$  получено напряжение  $U_i$  (рис. 11). Напряжение  $U_i'$  (напряжение на вторичной обмотке трансформатора, приведенное к первичной обмотке) отличается от напряжения  $U_i$  на величину потерь напряжения в трансформаторе

$$U_i' = U_i - \Delta U_T = U_i - \frac{(P_{pi} R_T + Q_{pi} X_T)}{n U_i},$$

где  $n$  – количество трансформаторов на подстанции.

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора вычисляются по его паспортным данным, Ом

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} U_{ВН}^2 10^3}{S_{НОМ}^2}; \quad X_T = \frac{\Delta u_{кз} U_{ВН}^2 10^3}{100 S_{НОМ}^2}.$$

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора составляет

$$U_i'' = \frac{U_i'}{k_T} = U_i' \frac{U_{Н НОМ}}{U_{В НОМ}} = U_i' \frac{U_{Н НОМ}}{U_{ОТВ 0}},$$

где  $k_T = U_{В НОМ} / U_{Н НОМ} = U_{ОТВ 0} / U_{Н НОМ}$ , – номинальный коэффициент трансформации;

$U_{ОТВ 0}$  – напряжение нулевого ответвления РПН.

Если напряжение  $U_i''$  отличается от требуемого ПУЭ, необходимо переключить РПН с нулевого ответвления  $U_{ОТВ 0}$  на желаемое ответвление

					КП.41.703.02.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тихомиров В.Г.			Регулирование напряжения	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Галятин Н. Ю.					31	
Реценз.						ФГБОУ ВО		
Н. Контр.						Костромская ГСХА		
Утверд.								

$U_{\text{отв ж}}$ , обеспечивающее на вторичной обмотке трансформатора напряжение не ниже 10,5 кВ:

$$U_i' \frac{U_{\text{н ном}}}{U_{\text{отв ж}}} \geq 10,5.$$

Из последнего выражения

$$U_i' \frac{U_{\text{н ном}}}{10,5} \geq U_{\text{отв ж}}.$$

По полученному значению подбирается напряжение стандартного ответвления

$$U_{\text{отв ст}} = U_{\text{в ном}} \pm n \frac{U_{\text{ст}}}{100} U_{\text{в ном}},$$

где  $\pm n = \pm(0, 1, 2, \dots)$  – номера ответвлений;

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

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора после регулирования определяется

$$U'_{i \text{ РЕГ}} = U_i' \frac{U_{\text{н ном}}}{U_{\text{отв ст}}}$$

Узел	$U_j$ , кВ	Кт	$U_i''$ , кВ	$U_{\text{ст}}$ , %	n	$U_{\text{отв}}$
L1	109,29	11,3	9,67	1,78	5	10,53
L2	108,63	11,3	9,61	1,78	5	10,47
L3	95,03	11,3	8,41	1,78	5	9,16
L4	107,57	11,3	9,52	1,78	5	10,37

## Заключение

В ходе выполнения курсовой работы было выполнено проектирование районных электрических сетей. Вследствие проектирования:

- составлен баланс активной мощности и выбор генераторов ТЭЦ;
- выполнено обоснование схемы и напряжения электрической сети;
- составлен баланс реактивной мощности,
- произведен выбор мощности и размещение компенсирующих мощностей;
- выбрано и проверено сечение проводов линий электропередачи;
- выполнен выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ;
- выполнен выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки
- выполнен расчет установившегося режима электрической.

					КП.41.703.02.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Тихомиров В.Г.						
Провер.		Галятин Н. Ю.					33	
Реценз.						ФГБОУ ВО		
Н. Контр.						Костромская ГСХА		
Утверд.								

### Список использованных источников

1. Электрическая часть электростанций и подстанций: методические рекомендации по выполнению курсовой работы для студентов направления подготовки 13.03.02 “Электроэнергетика и электротехника”, профиль “Электроснабжение” очной и заочной форм обучения / составил Д.М. Олин. – Караваево: Костромская ГСХА, 2015. – 50 С.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М: ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
3. Коровин, Ю.В.Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.
4. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. сред. проф. образования /Л. Д. Рожкова, Л.К.Карнеева, Т.В.Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
5. Сайт <http://forca.ru> Энергетика: оборудование, документация
6. Правила устройства электроустановок. Разделы 2, 4 – 7-е изд. – М: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.
7. Опалева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учебное пособие. – М: ФОРУМ ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
8. Циркуляр Ц-02-98 «О проверке кабелей на возгорание при действии тока короткого замыкания в сетях собственных нужд подстанций».

					КП.41.703.02.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тихомиров В.Г.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Галятин Н. Ю.					34	
Реценз.						ФГБОУ ВО		
Н. Контр.						Костромская ГСХА		
Утверд.								