



КГУ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(ФГБОУ ВО «КГУ»)

Институт электроэнергетики и электроники

(полное название факультета (института))

Электроэнергетические системы и сети

(полное название кафедры)

## КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине «Оптимизация развития электроэнергетических сетей»

### Выполнил:

Бикзинуров Азат Рашитович (Ф.И.О.)  
студент 1 курса группы ЭСМ-1-19

(подпись)

### Руководитель работы:

Муратаев Ибрагим Амирович, доцент ЭСИС  
(ФИО, должность, кафедра)

Работа выполнена и  
защищена с оценкой \_\_\_\_\_ Дата защиты \_\_\_\_\_  
(подпись руководителя) (дата)

Члены комиссии: \_\_\_\_\_  
(должность) (подпись) (И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_  
(должность) (подпись) (И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_  
(должность) (подпись) (И.О. Фамилия)

Казань 2020 г.


## Аннотация

Увеличение объемов потребляемой мощности и усложнение процесса производства, передачи, распределения и потребления энергоресурсов и электроэнергии является актуальной проблемой энергоемких предприятий.

В данном курсовом проекте рассматриваются оптимизационные задачи такие как: оптимизация мощности компенсирующих устройств в узлах сложной сети, выбор оптимальной трассы кабельной ЛЭП методом динамического программирования, оптимальное распределение нагрузки между генераторами электростанции методом градиента функции.

Именно эти задачи в настоящее время являются наиболее актуальными для электрических сетей, что поскольку около 70% расхода электроэнергии на ее транспорт;

В настоящее время в электросетевых предприятиях действует руководящий документ РД 34.09. 254 «Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений».

Инд. №	Подпись и дата		Взам. инв. №		<b>КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020</b>									
	Изд.	Лист	№ докум.	Подп.						Дата				
Инд. №	Разраб.	Бикзинуров А.Р.			05.20	<b>Оптимизация развития электроэнергетических систем</b>			Лит.	Лист	Листов			
	Проверил	Муратаев И.А.							У		2	21		
	Зав. сект.								<b>КГЭУ, каф. ЭСис</b>					
	Н. Контр.	Муратаев И.А.												
	Утв.													

## Задание №1

### Выбор оптимальной трассы кабельной ЛЭП методом динамического программирования

На рисунке 1.1 представлены 36 кварталов. Кругами обозначены перекрестки, линиями – улицы. Предполагается, что кабельную ЛЭП целесообразно прокладывать вдоль улиц. ЛЭП необходимо проложить от точки А до точки Б. Перед выбором оптимальной трассы необходимо определить стоимость прокладки ЛЭП вдоль каждой улицы стоимости прокладки на показаны цифрами в прямоугольниках.

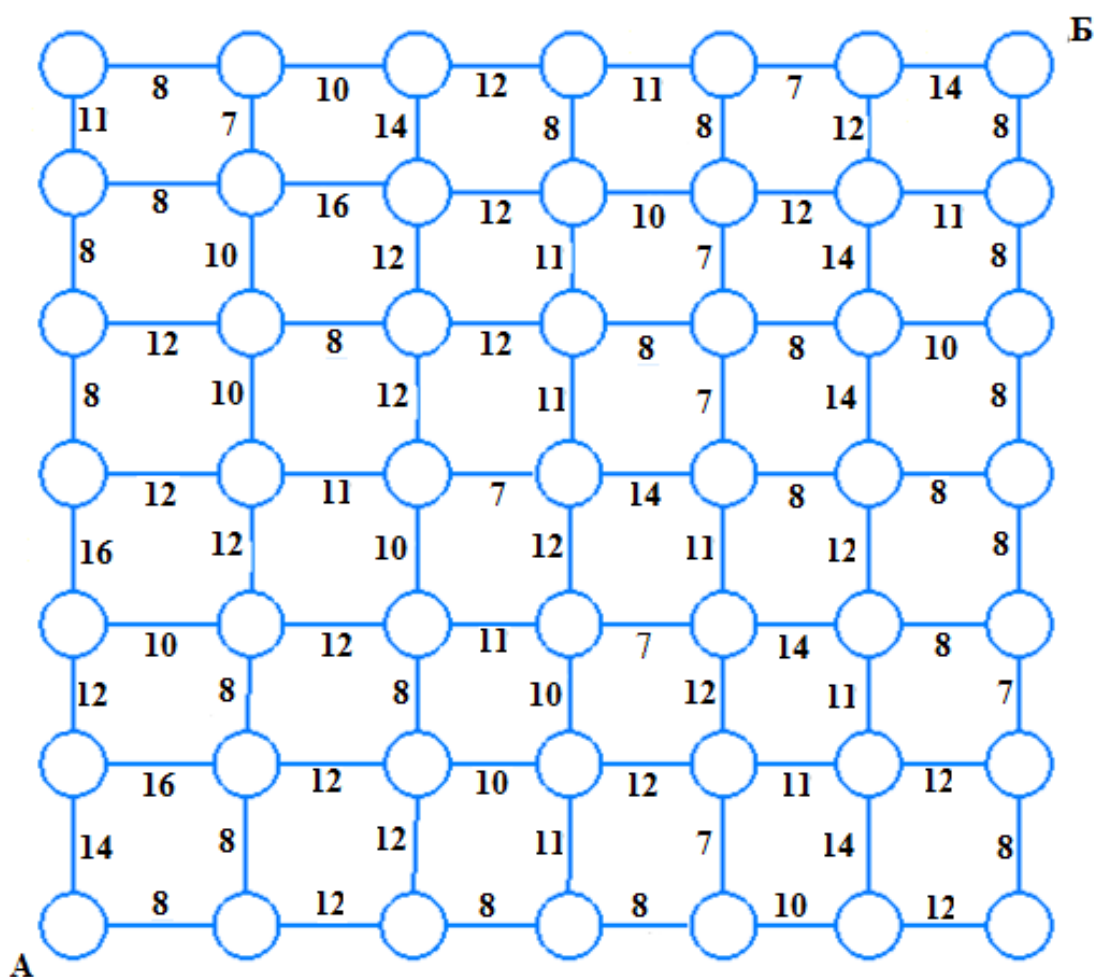


Рис. 1.1. Схема для расчета оптимальной трассы кабельной ЛЭП.

Инв. №
Подпись и дата
Взлм. лист №

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Цифры в кружках показывают стоимость прокладки кабеля от перекрестка до точки Б. Шаг сделан без оглядки на будущее. Есть два предположения. Стрелки на улицах показывают направление прокладки кабеля. Оптимальная трасса (показана жирным) прокладывается по стрелкам на улицах.

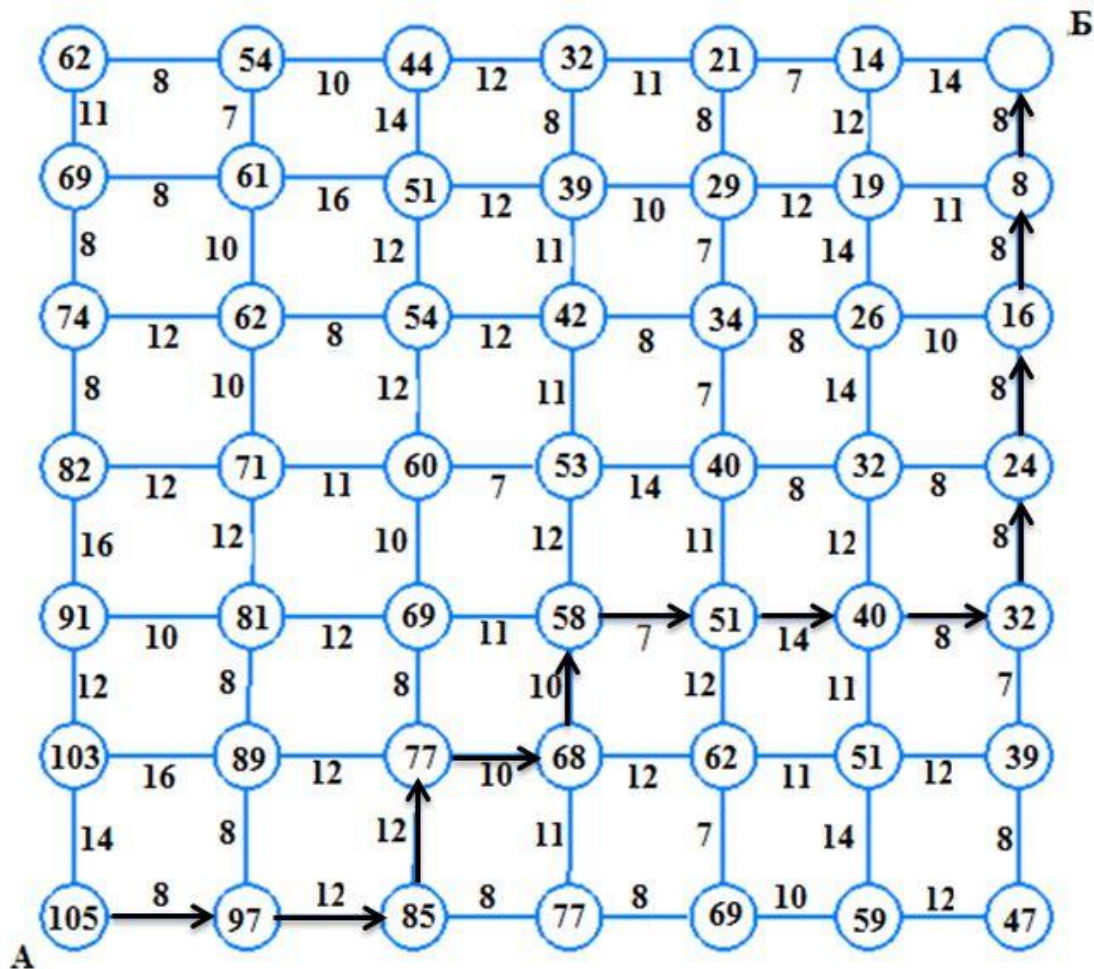


Рис. 1.2. Оптимальная трасса кабельной ЛЭП.

Таким образом, методом динамического программирования была выбрана оптимальная трасса кабельной ЛЭП в городских условиях. Стоимость оптимальной трассы составляет 113 условных единиц.

Инв. №	Подпись и дата	Взлм. лист №

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020

## Задание №2.

### Оптимизация мощности компенсирующих устройств в узлах сложной сети.

Под сложной сетью в данном случае понимается сеть со многими узлами. В такой сети нельзя определить оптимальную мощность КУ в каждом узле, рассматривая его отдельно. Установка КУ в одном узле изменяет показатели эффективности их установки в других узлах. В этом случае ставится задача определения оптимального сочетания мощности и мест установки КУ, обеспечивающих минимум суммарных затрат. Такое решение должно также обеспечивать допустимые уровни напряжений в узлах.

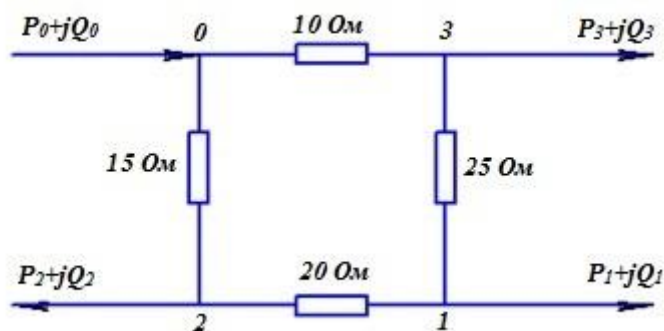


Рис.2. Схема сети.

Исходные данные:

$$Q_1 = 15 \text{ МВАр}$$

$$Q_2 = 25 \text{ МВАр}$$

$$Q_3 = 40 \text{ МВАр}$$

$$R_{03} = 10 \text{ Ом}$$

$$R_{02} = 15 \text{ Ом}$$

$$R_{12} = 20 \text{ Ом}$$

$$R_{13} = 25 \text{ Ом}$$

$$T_{\max} = 4000 \text{ час/год (число часов максимальных потерь);}$$

Инв. №	Взлм. лшнр. №			
Подпись и дата				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

$b_0 = 2$  руб./кВт-ч (стоимость потерь электроэнергии);

$C_{\Sigma} = 2 * 4000 =$  руб./кВА = 8 млн руб./МВАр;

$K_{ку} = 0,8$  млн. руб./МВАр (удельная стоимость КУ);

$P_0 = 5\%$  (годовые затраты на обслуживание КУ в % от стоимости КУ);

$t_{ок.пр} = 5$  лет.

Для решения таких задач обычно используются градиентные методы оптимизации, реализующие итерационные алгоритмы постепенного приближения к оптимальному решению. Для определения направления движения к минимуму рассчитывают частные производные суммарных затрат (целевой функции) по мощности КУ в каждом узле. Физически они представляют собой удельные парциальные снижения суммарных затрат, руб./квар в год, при установке единичной мощности КУ в различных узлах. Далее малую мощность КУ (порцию КУ) распределяют между узлами пропорционально значениям производных. Очевидно, что при таком распределении большая часть порции КУ попадет в узлы с большими значениями производных, так как снижение реактивной мощности в этих узлах наиболее сильно снижает суммарные затраты. При новых значениях реактивной мощности в узлах вновь определяют частные производные, которые будут иметь меньшие значения, чем на предыдущем шаге. Следующую порцию суммарной мощности КУ распределяют между узлами пропорционально новым значениям производных и т. д.

На каждом шаге оптимизации рассчитывают УР сети и проверяют соблюдение условия по допустимым уровням напряжения в узлах. В расчет вовлекаются также трансформаторы связи сетей различных классов напряжения, выбор оптимальных коэффициентов трансформации которых позволяет ввести уровни напряжения в узлах в допустимые пределы.

Инв. №	Взлм. лист №
	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

*КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020*

Расчет заканчивается, когда производные в узлах с накопившейся мощностью КУ становятся близкими к нулю, что говорит о том, что дальнейшее увеличение или уменьшение мощности КУ приведет только к увеличению суммарных затрат

Для проведения итерационных расчетов целевую функцию выразим через передаваемую в узел реактивную мощность, произведя замену  $Q = Q_H - Q_K$  и исключив неиспользуемую величину  $Q_H$ :

$$Z_Q = Z_{\Delta Q} + Z_K = \frac{Q^2}{U^2} R c_{\Delta} + Z_K (Q_H - Q), \quad (1)$$

где  $Z_{\Delta Q}$  – затраты на потери

Вектор частных производных с использованием матричных обозначений имеет вид:

$$\sigma = \frac{2c_{\Delta}}{U^2} R Q_t - Z_K = bc - Z_K, \quad (2)$$

$$\text{где } b = \frac{2c_{\Delta}}{U^2}$$

$c$  – столбцовая матрица, элементами которой являются произведения  $i$ -ой строки матрицы  $R$  и столбцовой матрицы  $Q_t$ ;

$Z_K$  – столбцовая матрица удельных годовых затрат на КУ (при одинаковых удельных затратах на КУ во всех узлах представляет собой столбец с одинаковыми значениями)

$R$  – матрица узловых сопротивлений ( $R = \sigma^{-1}$ )

$G$  – матрица узловых проводимостей

$$b = \frac{2 \cdot 8}{220^2} = 0.33 \cdot 10^{-3}$$

Приведенные к году удельные затраты на КУ определяем по формуле:

$$Z_K = K_K \left( \frac{1}{t_{\text{ок.пр}}} + \frac{p_0}{100} \right) \quad (3)$$

$$Z_K = 0.6 \left( \frac{1}{5} + \frac{5}{100} \right) = 0.15 \text{ млн } \frac{\text{руб}}{\text{МВАр}} \text{ в год}$$

Инв. №	Резлм. лист №
	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020

Матрица узловых проводимостей:

$$G = \begin{vmatrix} \frac{1}{25} + \frac{1}{20} & -\frac{1}{20} & -\frac{1}{25} \\ -\frac{1}{20} & \frac{1}{20} + \frac{1}{15} & 0 \\ -\frac{1}{25} & 0 & \frac{1}{25} + \frac{1}{10} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{9}{100} & -\frac{1}{20} & -\frac{1}{25} \\ -\frac{1}{20} & \frac{7}{60} & 0 \\ -\frac{1}{25} & 0 & \frac{7}{50} \end{vmatrix}$$

$$R = G^{-1} = \begin{vmatrix} 17,5 & 7,5 & 5 \\ 7,5 & 11,79 & 2,143 \\ 5 & 2,143 & 8,57 \end{vmatrix}$$

Реактивные нагрузки узлов  $Q_1, Q_2, Q_3$  имеют следующие значения 40, 20, 30МВар

$$Q_t = \begin{vmatrix} 20 \\ 30 \\ 40 \end{vmatrix}$$

Подставив данные в формулу (2), получим выражение для численного определения производных:

$$\sigma = 0,33 \cdot 10^{-3} \cdot \begin{vmatrix} 17,5 & 7,5 & 5 \\ 7,5 & 11,79 & 2,143 \\ 5 & 2,143 & 8,57 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 20 \\ 30 \\ 40 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,15 \\ 0,15 \\ 0,15 \end{vmatrix}$$

Вычислим значения элементов матрицы с:

$$c_1 = 17,5 \cdot 20 + 7,5 \cdot 30 + 5 \cdot 40 = 775$$

$$c_2 = 7,5 \cdot 20 + 11,79 \cdot 30 + 2,143 \cdot 40 = 589,42$$

$$c_3 = 5 \cdot 20 + 2,143 \cdot 30 + 8,57 \cdot 40 = 507,09$$

Умножая значения с на  $0,33 \cdot 10^{-3}$ , получим следующие значения производных:

$$\sigma = \begin{vmatrix} 0,256 \\ 0,195 \\ 0,167 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,15 \\ 0,15 \\ 0,15 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,106 \\ 0,045 \\ 0,017 \end{vmatrix}$$

Инв. №	Резлм. лист №
	Подпись и дата
Изм.	Лист
№ докум.	Подп.
	Дата



Задача оптимизации состоит в определении мощностей КУ в узлах, при которых все производные станут равными нулю. Сделаем первый шаг, распределив между узлами суммарную мощность КУ, равную 15 МВАр (шаг итерации).

$$Q_{ку1} = \frac{15 \cdot \sigma_1}{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3} = \frac{15 \cdot 0,106}{0,106 + 0,045 + 0,017} = 9,46 \text{ МВАр}$$

$$Q_{ку2} = \frac{15 \cdot \sigma_2}{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3} = \frac{15 \cdot 0,045}{0,106 + 0,045 + 0,017} = 3,984 \text{ МВАр}$$

$$Q_{ку3} = \frac{15 \cdot \sigma_3}{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3} = \frac{15 \cdot 0,017}{0,168} = 1,55 \text{ МВАр}$$

Снизившиеся реактивные нагрузки узлов  $Q = Q_n - Q_k$  станут равными:

$$Q_{1n} = Q_1 - Q_{ку1} = 20 - 9,46 = 10,54 \text{ МВАр}$$

$$Q_{2n} = Q_2 - Q_{ку2} = 30 - 3,98 = 26,02 \text{ МВАр}$$

$$Q_{3n} = Q_3 - Q_{ку3} = 40 - 1,52 = 38,45 \text{ МВАр}$$

Аналогично решаем остальные итерации, и вводим их в таблицу 2.

Таблица 2. Оптимизационные расчетные данные.

№	1	2	3
<b>Q<sub>1</sub>, МВАр</b>	20	10,54	4,36
<b>Q<sub>2</sub>, МВАр</b>	30	26,02	25,29
<b>Q<sub>3</sub>, МВАр</b>	40	38,45	39,342
<b>C<sub>1</sub></b>	775	571,7	462,69
<b>C<sub>2</sub></b>	589,42	468,14	415,18
<b>C<sub>3</sub></b>	507,09	437,93	413,2
<b>σ<sub>1</sub></b>	0,106	0,0387	0,0026
<b>σ<sub>2</sub></b>	0,045	0,0045	-0,013
<b>σ<sub>3</sub></b>	0,017	-0,005	-0,014
<b>Q<sub>k1</sub>, МВАр</b>	9,46	15,64 (+6,18)	15,64
<b>Q<sub>k2</sub>, МВАр</b>	3,98	4,71 (+0,69)	4,71
<b>Q<sub>k3</sub>, МВАр</b>	1,55	0,658 (-0,862)	0,658
<b>Q<sub>kΣ</sub>, МВАр</b>	15	21 (+6)	21

Инв. №	Взлм. лист №
	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

КП-13.04.02.ЭСМ-1-19.2020

Потери мощности в сети без компенсации:

$$\Delta P_1 = \frac{1}{U^2} \cdot Q \cdot C = \frac{1}{220^2} \cdot \begin{vmatrix} 20 & 30 & 40 \\ 590,42 & 775 & 507,09 \end{vmatrix} = 1,1053 \text{ MВт}$$

Потери мощности в сети после компенсации:

$$\Delta P_2 = \frac{1}{U^2} \cdot Q \cdot C = \frac{1}{220^2} \cdot \begin{vmatrix} 4,36 & 25,29 & 39,342 \\ 415,18 & 492,69 & 413,2 \end{vmatrix} = 0,597 \text{ MВт}$$

Снижение затрат на потери электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = (\Delta P_1 - \Delta P_2) \cdot C_{\mathcal{E}} = (1,1053 - 0,597) \cdot 8 = 4,0664 \text{ млн.руб}$$

Капиталовложения на приобретение и монтаж КУ:

$$K_{\text{ку}} = Q_{\text{ку}\Sigma} \cdot \kappa_{\text{ку}} = 21 \cdot 0,8 = 16,8 \text{ млн.руб}$$

Ежегодные затраты на обслуживание КУ:

$$Z_0 = \frac{P_0 \cdot K_{\text{ку}}}{100} = \frac{5 \cdot 16,8}{100} = 0,84 \text{ млн.руб}$$

Ежегодный эффект от капиталовложений:

$$\mathcal{E}_k = \Delta \mathcal{E} - Z_0 = 4,0664 - 0,84 = 3,2264 \text{ млн.руб}$$

Срок окупаемости капиталовложений суммарной мощности КУ:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{ку}}}{\mathcal{E}_k} = \frac{16,8}{3,2264} = 5 \text{ лет}$$

Вывод: В ходе итерационного процесса получаем, что на 3 шаге итерации производные будут ближе к нулевому значению. Следовательно, оптимальное значение мощностей достигнет при значениях реактивных нагрузок узлов равных  $Q_1=4,36$  МВАр,  $Q_2= 25,29$  МВАр,  $Q_3=39,342$  МВАр, при мощности КУ в узлах равными  $Q_{\text{к1}}=15,64$  МВАр,  $Q_{\text{к2}}=4,71$  МВАр и  $Q_{\text{к3}}=0,658$  МВАр. Срок окупаемости 5 лет.

Инв. №	Подпись и дата	Взлм. лист №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020			

### Задание №3

## Оптимальное распределение нагрузки между генераторами электростанции

### Задание №3.1

#### Градиентный метод

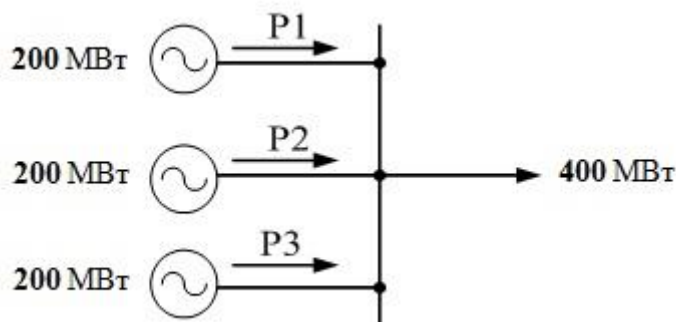


Рис.4. Исходная схема

Исходные данные:

Мощность каждого генератора  $P_{Г}=200$  МВт

Суммарная мощность нагрузки  $P_{Н}=400$  МВт

$$a_1 = 7,9; a_2 = 8; a_3 = 7,9$$

$$b_1 = 0,14; b_2 = 0,14; b_3 = 0,139$$

$$c_1 = 6,7; c_2 = 6,6; c_3 = 7,9$$

Стоимость выработки задается расходной характеристикой:

$$B_1 = a_1 + b_1 \cdot P_1 + c_1 \cdot 10^{-4} \cdot P_1^2$$

$$B_2 = a_2 + b_2 \cdot P_2 + c_3 \cdot 10^{-4} \cdot P_2^2$$

$$B_3 = a_3 + b_3 \cdot P_3 + c_3 \cdot 10^{-4} \cdot P_3^2$$

Получаем:

$$B_1 = 7,9 + 0,139 \cdot P_1 + 6,7 \cdot 10^{-4} \cdot P_1^2$$

$$B_2 = 8 + 0,14 \cdot P_2 + 6,6 \cdot 10^{-4} \cdot P_2^2$$

$$B_3 = 7,9 + 0,139 \cdot P_3 + 7,9 \cdot 10^{-4} \cdot P_3^2$$

Инв. №	Взлм. лист №
Подпись и дата	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Необходимо определить оптимальную загрузку каждой электростанции по условию суммарного минимума экономических затрат

Примем, что станция №2 является балансирующей:

$Y=(P_2)$  – зависимые переменные,

$X=(P_1, P_3)$  – независимые переменные

Примем исходное приближение:

$$P_1 = 135 \text{ МВт}$$

$$P_3 = 135 \text{ МВт}$$

$$P_2 = P_H - P_1 - P_3 = 400 - 135 - 135 = 130 \text{ МВт}$$

Целевая функция:

$$Z = B_1(P_1) + B_2(P_2) + B_3(P_3)$$

$$\text{grad}Z = G^0 = \frac{\partial z}{\partial x} + \frac{\partial z}{\partial y} + \frac{\partial z}{\partial x}$$

$$\frac{\partial z}{\partial x} = (B_1, B_3)$$

$$\frac{\partial z}{\partial y} = B_2$$

Производная зависимой переменной от независимой переменной:

$$\frac{\partial y}{\partial x} = (-1, -1)$$

$$G^0 = \begin{vmatrix} g_1 \\ g_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} B_1 - B_2 \\ B_3 - B_2 \end{vmatrix}$$

При выбранных исходных приближениях рассчитаем удельный расход каждой электростанции:

$$B_1 = 7,9 + 0,139 \cdot 135 + 6,7 \cdot 10^{-4} \cdot 135^2 = 38,88 \text{ руб} / \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$B_2 = 8 + 0,14 \cdot 130 + 6,6 \cdot 10^{-4} \cdot 130^2 = 37,354 \text{ руб} / \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$B_3 = 7,9 + 0,139 \cdot 135 + 7,9 \cdot 10^{-4} \cdot 135^2 = 41,063 \text{ руб} / \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$G^0 = \begin{vmatrix} g_1^0 \\ g_3^0 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 38,88 - 37,354 \\ 41,063 - 37,354 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1,526 \\ 3,709 \end{vmatrix}$$

Инв. №	Взлм. лист №
	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

$$|G^0| = \sqrt{(g_1^0)^2 + (g_3^0)^2} = \sqrt{(1,526)^2 + (3,709)^2} = 4,011$$

Модуль градиента  $|G^0|$  является признаком окончания итерационного процесса с заданной точностью

$$\text{Условие: } |G^0| \leq 0,01$$

Берем нулевой шаг итерации равный  $t^0 = 0,2$

$$P_1^1 = P_1^0 - g_1^0 \cdot t^0 = 135 - (1,526 \cdot 0,2) = 134,6948 \text{ МВт}$$

$$P_3^1 = P_3^0 - g_3^0 \cdot t^0 = 135 - (3,709 \cdot 0,2) = 134,2582 \text{ МВт}$$

$$P_2^1 = P_n - P_1^1 - P_3^1 = 400 - 134,6948 - 134,2582 = 131,047 \text{ МВт}$$

$$B_1 = 7,9 + 0,139 \cdot 134,6948 + 6,7 \cdot 10^{-4} \cdot 134,6948^2 = 38,778 \text{ руб / МВт} \cdot \text{ч}$$

$$B_2 = 8 + 0,14 \cdot 131,047 + 6,6 \cdot 10^{-4} \cdot 131,047^2 = 37,681 \text{ руб / МВт} \cdot \text{ч}$$

$$B_3 = 7,9 + 0,139 \cdot 134,2585 + 7,9 \cdot 10^{-4} \cdot 134,2585^2 = 40,802 \text{ руб / МВт} \cdot \text{ч}$$

$$G^0 = \begin{pmatrix} g_1^0 \\ g_3^0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 38,778 - 37,681 \\ 40,802 - 37,681 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,097 \\ 3,121 \end{pmatrix}$$

$$|G^0| = \sqrt{(g_1^0)^2 + (g_3^0)^2} = \sqrt{(1,097)^2 + (3,121)^2} = 3,308$$

Рассчитаем скалярное произведение градиентов на текущем и предыдущем шаге:

$$G^{i-1} \times G^i = (g_1^{i-1} \times g_1^i) + (g_3^{i-1} \times g_3^i) = (1,097 \cdot 1,526) + (3,709 \cdot 3,121) = 13,25$$

Для определения оптимального шага итерации можно воспользоваться выражением:  $t^i = t^{i-1} \times k$ , где  $k$  – множитель зависящий от знака скалярного произведения градиентов

Условие: Если знак скалярного градиента больше нуля, то  $k$  можно принять равным 1,3. Если знак скалярного градиента меньше нуля, то  $k$  принимаем равным 0,4.

$$t^1 = 0,2 \cdot 1,3 = 0,26$$

Последующие расчеты представлены в таблице 3.1.1.

Инв. №	Вэлм. лист №
	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020

Таблица 3.1.1. Оптимизационные расчетные данные

	P1	P2	P3	B1	B2	B3	g1,g3	G	t
0	135	130	135	38,88	37,354	41,063	1,526 3,709	4,011	0,2
1	134,695	132,144	133,447	38,778	37,681	40,802	1,097 3,121	3,308	0,26
2	134,409	132,1437	133,447	38,687	38,025	40,517	0,662 2,492	2,579	0,338
3	1343186	133,209	132,604	38,616	38,361	40,223	0,255 1,862	1,879	0,439
4	134,074	134,140	131,786	38,580	38,655	39,939	-0,07533 1,283	1,285	0,571
5	134,117	134,93	131,053	38,594	38,875	39,685	-0,281 0,81	0,857	0,742
6	134,33	135,223	130,452	38,66	38,999	38,477	-0,334 0,477	0,585	0,965
7	134,653	135,3562	129,991	38,765	39,042	39,318	-0,277 0,276	0,391	1,255
8	135,001	135,355	129,645	38,876	39,041	39,199	-0,165 0,157	0,228	1,631
9	135,271	135,34	129,388	38,692	39,037	39,111	-0,075 0,073	0,105	2,12
10	135,429	135,34	129,232	39,013	39,036	39,057	-0,023 0,021	0,031	2,756
11	135,493	135,332	129,175	39,033	39,0344	39,037	-0,001 0,003	0,0031	

**Вывод:** При мощности суммарной нагрузки  $P_H=400$  МВт, оптимальное распределение нагрузки между генераторами электростанции выполняется при следующих значениях мощностей:

$P_1=135,493$  МВт,  $P_2=135,332$  МВт,  $P_3=129,175$  МВт.

Инв. №	Подпись и дата	Взлм. лннв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<i>КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020</i>		14	

## Задание №3.2

### Метод динамического программирования

Метод динамического программирования позволяет учитывать ограничения в виде неравенств на искомые параметры оптимального режима (например,  $P_{\text{мин. доп}} \leq P \leq P_{\text{мах. доп}}$ ).  $P_{\text{мин. доп}}$  – минимально допустимая нагрузка (технологический минимум турбины) и составляет приблизительно 40% мощности генератора. В качестве  $P_{\text{мах. доп}}$  принимается номинальная мощность генератора.

В рассматриваемом случае принцип оптимальности Беллмана реализуется при построении оптимальных эквивалентных характеристик сначала двух генераторов, а затем и всей станции.

Сначала строится эквивалентная оптимальная расходная характеристика первых двух генераторов. Эквивалентную оптимальную характеристику строим для 6 точек эквивалентной суммарной мощности  $P^{1,2} = 266, 272, 278, 284, 290, 296$  МВт.

При выборе точек следует учитывать следующее: Чем меньше расстояние между точками на оси  $P_i$ , тем больше вероятность нахождения более оптимального решения и больше объем необходимых вычислений. В рассматриваемом случае указанное расстояние принято равным 6 МВт.

Исходные данные:

Мощность каждого генератора  $P_{\Gamma}=200$  МВт

Суммарная мощность нагрузки  $P_{\text{Н}}=400$  МВт

Расходные характеристики генераторов определяются выражениями:

$$B_1=7,9+0,139 \cdot P_1+6,7 \cdot 10^{-4} \cdot P_1^2$$

$$B_2=8+0,14 \cdot P_2+6,6 \cdot 10^{-4} \cdot P_2^2$$

$$B_3=7,9+0,139 \cdot P_3+7,9 \cdot 10^{-4} \cdot P_3^2$$

Инв. №	Подпись и дата	Взлм. лист №

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020

Таблица 3.2.1.  $P_{1,2}=266$  МВт

$P_1$ , МВт	121	127	133	139	145
$P_2$ , МВт	145	139	133	127	121
$B_1, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	34,528	36,359	38,239	40,166	42,142
$B_2, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	42,177	40,212	38,295	36,425	34,603
$B_3, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	76,705	76,571	76,533	76,591	76,745

Таблица 3.2.2.  $P_{1,2}=272$  МВт

$P_1$ , МВт	124	130	136	142	148
$P_2$ , МВт	148	142	136	130	124
$B_1, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	35,438	37,293	39,196	41,148	43,148
$B_2, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	43,177	41,188	39,247	37,354	35,508
$B_3, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	78,615	78,481	78,444	78,502	78,656

Таблица 3.2.3.  $P_{1,2}=278$  МВт

$P_1$ , МВт	127	133	139	145	151
$P_2$ , МВт	151	145	139	133	127
$B_1, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	36,359	38,239	40,166	42,142	44,166
$B_2, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	44,189	42,177	40,212	38,295	36,425
$B_3, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	80,548	80,415	80,378	80,436	80,591

Инв. №	Взлм. лист №
	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КП-13.04.02.ЭСМ-1-19.2020



Таблица 3.2.4.  $P_{1,2}=284$  МВт

$P_1$ , МВт	130	136	142	143	149
$P_2$ , МВт	154	148	142	141	135
$B_1, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	37,293	39,196	41,148	41,478	43,486
$B_2, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	45,213	43,177	41,188	40,861	38,929
$B_3, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	82,506	82,373	82,336	82,339	82,414

Таблица 3.2.5.  $P_{1,2}=290$  МВт

$P_1$ , МВт	133	139	145	151	157
$P_2$ , МВт	157	151	145	139	133
$B_1, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	38,239	40,166	42,142	44,166	46,238
$B_2, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	46,248	44,189	42,177	40,212	38,295
$B_3, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	84,487	84,355	84,318	84,378	84,533

Таблица 3.2.6.  $P_{1,2}=296$  МВт

$P_1$ , МВт	136	142	148	154	160
$P_2$ , МВт	160	154	148	142	136
$B_1, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	39,196	41,148	43,148	45,196	47,292
$B_2, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	47,296	45,213	43,177	41,188	39,247
$B_3, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	86,492	86,360	86,324	86,384	86,539

Инв. №

Подпись и дата

Взлм. лист №

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020

Таблица 3.2.7. Экономически выгодные значения

$P_{12}, \text{МВт}$	266	272	278	284	290	296
$P_1, \text{МВт}$	133	136	139	142	145	148
$P_2, \text{МВт}$	133	136	139	142	145	148
$B_{\text{ЭК}12}, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	76,533	78,444	80,378	82,336	84,318	86,324

При  $P_H=400$  МВт зададимся разными значениями  $P_3$  по формуле:

$$P_3=400- P_{1,2}$$

Таблица 3.2.8. Выбор оптимального значения  $P_3$

$P_{12}, \text{МВт}$	266	272	278	284	290	296
$P_3, \text{МВт}$	134	128	122	116	110	104
$B_3, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	40,711	38,635	36,616	34,654	32,749	30,901
$B_{\text{ЭК}12}, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	76,533	78,444	80,378	82,22	84,11	85,997
$B_{\text{ЭК}123}, \frac{\text{т.у.т.}}{\text{ч}}$	117,245	117,079	116,994	116,879	116,860	116,898

Таким образом, суммарная нагрузка  $P_H=400$  МВт распределилась между тремя генераторами электростанции следующим образом:  $P_1=P_2=145$  МВт,  $P_3=110$  МВт.

Инв. №	Подпись и дата	Взлм. лшн. №						Лист
			<i>КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020</i>					18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

## Заключение

В данной работе была выполнена оптимизацию режимов работы электро-энергетических сетей.

Оптимальная трасса кабельной линии была выбрана методом динамического программирования, основанного на принципе оптимальности Беллмана, и составила 113 условных единиц.

Далее была проведена оптимизация мощности компенсирующих устройств в узлах сложной сети с целью минимизации суммарных затрат за счёт уменьшения потерь электроэнергии, а также выбора оптимального количества компенсирующих устройств в узлах для минимального срока окупаемости. В результате расчетов, срок окупаемости составил 5 лет, при значениях реактивных нагрузок в узлах  $Q_1=4,36$  МВАр,  $Q_2= 25,29$  МВАр,  $Q_3= 39,342$  МВАр, при мощности КУ в узлах  $Q_{к1}=15,64$  МВАр,  $Q_{к2}= 4,71$  МВАр и  $Q_{к3}=0,658$  МВАр

В дальнейшем было определено оптимальное распределение нагрузки между генераторами электростанции градиентным методом и методом динамического программирования. При использовании градиентного метода были получены значения мощностей:  $P_1=135,493$  МВт,  $P_2=135,332$  МВт,  $P_3=129,175$  МВт. При использовании метода динамического программирования были получены значения:  $P_1=145$  МВт,  $P_2=145$  МВт,  $P_3=110$  МВт.

Инв. №	Подпись и дата	Взлм. лшнв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020		19	

## Список литературы

1. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
2. Оптимизация режимов энергосистем. П.И. Бартоломей, Т.Ю. Панковская - Екатеринбург, УГУ-УПИ, 2008. 163 с.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат , 1989, 592с.
4. Электроэнергетические системы и сети: Учебное пособие / А.В. Лыкин. – Москва.: Университетская книга; Логос, 2008. – 720 с.

Инв. №						КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020	Лист
Взлм. лннв. №							20
Подпись и дата							
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

## Содержание

Аннотация.....	2
Задача 1. Выбор оптимальной трассы кабельной ЛЭП методом динамического программирования .....	3
Задача 2. Оптимизация мощности компенсирующих устройств в узлах сложной сети.....	5
Задача 3. Оптимальное распределение нагрузки между генераторами электростанций.....	11
Задача 3.1. Градиентный метод.....	11
Задача 3.2. Метод динамического программирования.....	15
Заключение.....	19
Список литературы.....	20

Инв. №	Подпись и дата	Взлм. лист №					Лист
						<b>КП-13.04.02.ЭСм-1-19.2020</b>	21
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			