

Министерство образования и науки Российской Федерации  
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

---

# ОПТИМИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Учебно-методическое пособие

НОВОСИБИРСК  
2015

УДК 621.311:519.85(075.8)  
О-627

Коллектив авторов:

д-р техн. наук, профессор НГТУ *А.Г. Русина*,  
канд. техн. наук, профессор НГТУ *Ю.М. Сидоркин*,  
канд. техн. наук, доцент НГТУ *А.В. Лыкин*,  
ассист. НГТУ *А.Ю. Арестова*,  
аспирант НГТУ *Д.Н. Бородин*

Рецензенты:

д-р техн. наук, профессор *Т.А. Филиппова*  
канд. техн. наук, доцент *В.П. Шойко*

Работа подготовлена на кафедре  
автоматизированных электроэнергетических систем  
для студентов, обучающихся по направлению 140400.62 –  
Электроэнергетика и электротехника  
и утверждена Редакционно-издательским советом университета  
в качестве учебно-методического пособия

О-627 **Оптимизация в электроэнергетических системах:** учебно-методическое пособие / колл. авторов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – 156 с.

ISBN 978-5-7782-2634-0

УДК 621.311:519.85(075.8)

ISBN 978-5-7782-2634-0

© Коллектив авторов, 2015  
© Новосибирский государственный  
технический университет, 2015

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ</b> .....	5
1. <b>ГРАФИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВА-</b> <b>НИЯ</b> .....	5
1.1. Основные понятия .....	5
1.2. Графическое решение задачи линейного программирования .....	5
1.3. Пример графического решения задачи линейного программирования .....	7
2. <b>СИМПЛЕКС-МЕТОД ДЛЯ НАХОЖДЕНИЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ЛИНЕЙ-</b> <b>НОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ</b> .....	10
2.1. Основные понятия .....	10
2.2. Алгоритм симплекс-метода .....	11
2.3. Пример решения задачи линейного программирования симплекс- методом .....	14
3. <b>ТРАНСПОРТНАЯ ЗАДАЧА ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ</b> .....	17
3.1. Основные понятия .....	17
3.2. Формулировка транспортной задачи .....	18
4. <b>РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ ТЭС</b> .....	21
4.1. Основные понятия .....	21
4.2. Решение задачи распределения активной мощности без учета изменения потерь в сети .....	21
4.3. Решение задачи распределения активной мощности с учетом изменения потерь в сети .....	23
5. <b>ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ</b> <b>ТЭС ГРАДИЕНТНЫМ МЕТОДОМ</b> .....	26
5.1. Постановка задачи .....	26
5.2. Решение задачи распределения активной мощности без учета изменения потерь в сети .....	26
6. <b>ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ</b> <b>ТЭС МЕТОДОМ НЬЮТОНА ВТОРОГО ПОРЯДКА</b> .....	31
6.1. Постановка задачи .....	31
6.2. Решение задачи распределения активной мощности без учета изменения потерь в сети .....	31
7. <b>ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЛЭП ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ГРА-</b> <b>ДИЕНТНЫМ МЕТОДОМ</b> .....	34
7.1. Постановка задачи .....	34

8. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ НЕОДНОРОДНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	39
8.1. Постановка задачи.....	39
8.2. Основные соотношения.....	40
<b>ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ.....</b>	<b>45</b>
Лабораторная работа 1. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ В СРЕДЕ MathCad И Excel.....	45
Общая постановка задачи.....	46
Указания.....	46
Контрольные вопросы.....	46
Лабораторная работа 2. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ НЕЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ.....	47
Задание на работу.....	47
Методические указания.....	48
Содержание отчета.....	50
Контрольные вопросы.....	50
Лабораторная работа 3. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА НЕОДНОРОДНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	51
Задание на работу.....	51
Теоретические сведения.....	52
Мероприятия по снижению потерь.....	58
Оптимизация по Q и РПН в ПО RastrWin.....	58
Проблемы изменения топологии сети.....	60
Уменьшение потерь активной мощности путем установки компенсирующего устройства.....	61
Установка УПК.....	65
Рекомендации к выполнению работы.....	73
Вопросы к защите.....	76
<b>РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА «ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ В ЭЭС».....</b>	<b>77</b>
Библиографический список.....	80
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>81</b>
Приложение 1. Исходные данные для расчетно-графической работы.....	81
Приложение 2. Данные вариантов по лабораторной работе № 1 (задание 4).....	89
Приложение 3. Исходные данные для лабораторной работы № 2.....	95
Приложение 4. Исходные данные для лабораторной работы № 3.....	98
Приложение 5. Пример выполнения РГР.....	133

---

---

# ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

---

---

## 1. ГРАФИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

### 1.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

$L$  – целевая функция (функция цели).

Матрицей системы линейных уравнений называется таблица, составленная из коэффициентов  $a_{ik}$  ( $i = 1, \dots, m$ ;  $k = 1, \dots, n$ ) при  $x_1, x_2, \dots, x_n$ .

Расширенной матрицей системы линейных уравнений называется та же матрица, дополненная столбцом свободных членов  $b_1, b_2, \dots, b_n$ .

$r$  – ранг матрицы – наибольший порядок отличного от нуля определителя, который можно получить, вычеркивая из матрицы какие-то строки и какие-то столбцы.

Если система уравнений-ограничений задачи линейного программирования совместна, то матрица системы и ее расширенная матрица имеют один и тот же ранг. Этот общий ранг  $r$  называется рангом системы; он представляет собой не что иное, как *число линейно независимых уравнений* среди наложенных ограничений.

Число *свободных* (независимых) переменных равно  $n - r$ ; остальные  $r$  переменных называются *базисными*.

### 1.2. ГРАФИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

Графически могут быть решены следующие задачи:

- задачи, заданные в канонической форме с числом свободных переменных  $n - r \leq 2$ ;
- задачи, заданные в стандартной форме, содержащие не более двух переменных;

- задачи общего вида, которые после приведения к канонической форме будут содержать не более двух переменных.

Решение задачи проходит в два этапа: построение области допустимых решений (ОДР) и нахождение в этой области оптимального решения.

При построении ОДР может быть получен один из следующих вариантов:

- пустая область (рис. 1, *a*);
- выпуклый многоугольник (рис. 1, *б*);
- неограниченная выпуклая многоугольная область (рис. 1, *в*).

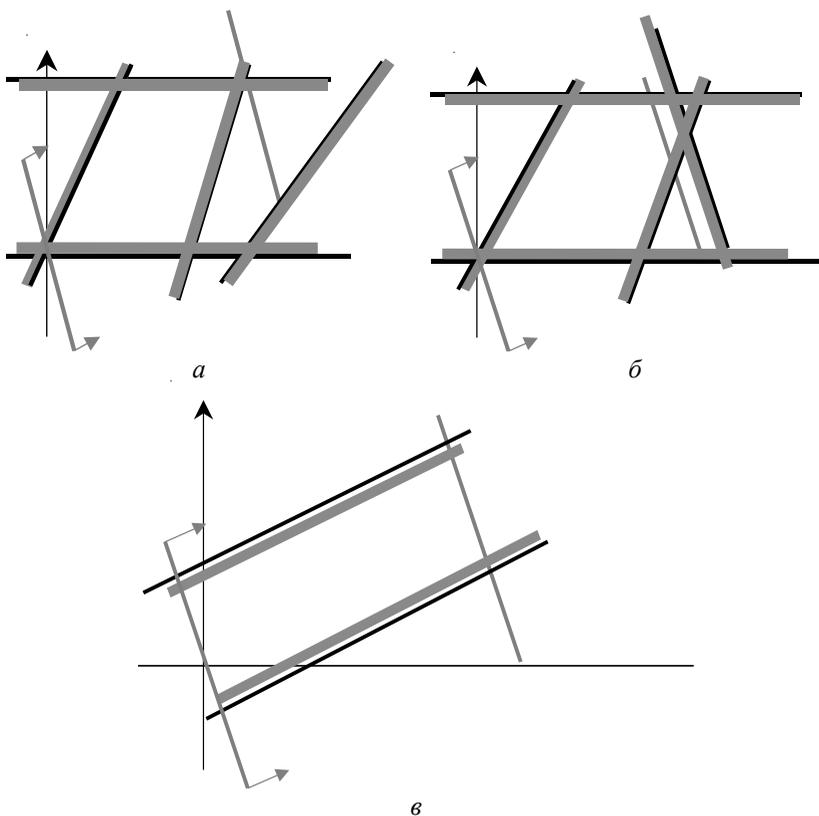


Рис. 1. Возможные варианты ОДР

В первом варианте задача не имеет решения из-за несовместности системы ограничений в ОДР; во втором варианте задача всегда имеет оптимальное решение либо множество решений; в третьем – в зависимости от направления вектора  $C$  (от коэффициентов функции  $L$ ) задача может иметь решение или не иметь его. Последнее связано с неограниченным возрастанием ( $L_{\max} \rightarrow \infty$ ) или убыванием ( $L_{\min} \rightarrow -\infty$ ) функции  $L$  в ОДР.

Задача может иметь единственное оптимальное решение, совпадающее с одной из вершин области, и бесчисленное множество решений (альтернативный оптимум). В случае альтернативного оптимума и ограниченной области оптимальные решения соответствуют всем точкам отрезка, соединяющего две вершины области.

### 1.3. ПРИМЕР ГРАФИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

В данном практическом занятии необходимо решить задачу линейного программирования графическим методом. Задача может быть сформулирована следующим образом: существует три тепловые электрические станции, имеющие ограничения по располагаемой мощности  $P_{i\max}$  и  $P_{i\min}$  в мегаваттах (МВт). Предполагается, что все тепловые станции работают на общую нагрузку мощностью  $P_{\text{нагр}}$  в мегаваттах (МВт). Известна стоимость производства активной мощности на каждой станции  $T_i$  в условных единицах, деленных на мегаватт (у.е./МВт). Необходимо рассчитать оптимальную загрузку станций исходя из максимума совокупной прибыли.

Зададимся следующими исходными данными:

$$T_1 = 55,8 \text{ у.е./МВт}, T_2 = 57,5 \text{ у.е./МВт}, T_3 = 55,5 \text{ у.е./МВт};$$

$$P_{1\max} = 200 \text{ МВт}, P_{2\max} = 130 \text{ МВт}, P_{3\max} = 200 \text{ МВт};$$

$$P_{1\min} = 50 \text{ МВт}, P_{2\min} = 20 \text{ МВт}, P_{3\min} = 50 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{нагр}} = 315 \text{ МВт}.$$

Поиск решения предложенной задачи можно начать с математической записи целевой функции – сумма прибыли от продажи мощности каждой из станций:

$$L = T_1 P_1 + T_2 P_2 + T_3 P_3 = 55,8 P_1 + 57,5 P_2 + 55,5 P_3.$$

Затем необходимо составить уравнения-ограничения, задающие область допустимых значений (ОДЗ). В действительности ограничений, которые следует учитывать, существует много: ограничения по располагаемой мощности, по токовым перегрузкам и режиму напряжений, по устойчивости параллельной работы, по условиям технологии производства (частота вращения приводных механизмов, поддержание заданной температуры и т. д.), балансу по мощности и электроэнергии и многие другие. Здесь для упрощения мы будем учитывать только ограничения по располагаемой мощности и балансу активной мощности без учета потерь в линиях связи. Баланс электроэнергии будет выполнен по умолчанию. Таким образом, уравнения-ограничения могут быть записаны так:

$$\begin{aligned}
 P_{1\min} &\leq P_1 \leq P_{1\max}, \\
 P_{2\min} &\leq P_2 \leq P_{2\max}, \\
 P_{3\min} &\leq P_3 \leq P_{3\max}, \\
 P_1 + P_2 + P_3 &= P_{\text{нагр}}.
 \end{aligned}$$

Основываясь на принятых исходных данных, получаем:

$$\begin{aligned}
 50 &\leq P_1 \leq 200, \\
 20 &\leq P_2 \leq 130, \\
 50 &\leq P_3 \leq 200, \\
 P_1 + P_2 + P_3 &= 315.
 \end{aligned}$$

Графически можно отобразить зависимость только от двух переменных. Однако в данном примере их три. Для решения этой проблемы необходимо задать свободные (независимые) и базисные (зависимые) переменные, а затем выразить базисные через свободные. Пусть свободными переменными будут  $P_1$  и  $P_2$ . Тогда  $P_3$  необходимо заменить во всех уравнениях-ограничениях, используя уравнение баланса мощности:

$$P_3 = 315 - P_1 - P_2.$$

Тогда ограничение по располагаемой мощности можно записать так:

$$\begin{aligned}
 315 - P_1 - P_2 &\geq 50, \\
 315 - P_1 - P_2 &\leq 200.
 \end{aligned}$$

Преобразовав последние выражения, получим:

$$P_1 \leq 265 - P_2,$$

$$P_1 \geq 115 - P_2.$$

Преобразуем выражение для целевой функции:

$$L = 55,8P_1 + 57,5P_2 + 55,5(315 - P_1 - P_2) = 17482,5 + 0,3P_1 + 2P_2.$$

Таким образом, получена математическая модель в виде системы неравенств и уравнений:

$$L = 17482,5 + 0,3P_1 + 2P_2,$$

$$P_1 \leq 265 - P_2,$$

$$P_1 \geq 115 - P_2,$$

$$50 \leq P_1 \leq 200,$$

$$20 \leq P_2 \leq 130.$$

Отообразим область допустимых значений в декартовой системе координат (рис. 2), где по оси абсцисс отложим значения мощности  $P_2$ ,

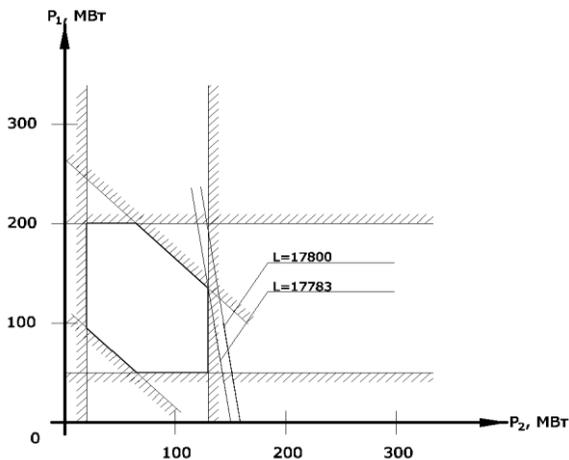


Рис. 2. Построение ОДЗ для поиска оптимальной загрузки станций графическим методом

а по оси ординат – значения мощности  $P_1$ . Вместе с этим зададимся некоторыми значениями целевой функции, например  $L = 17\,783$  и  $L = 17\,800$ , и отложим линии уровня целевой функции для определения направления ее возрастания (определим значения  $P_1$  и  $P_2$  для построения прямой).

Исходя из выполненных построений, можно определить точку в ОДЗ, отвечающую максимуму целевой функции. Для этого необходимо в сторону возрастания (для определения максимума) целевой функции перемещать линию уровня до тех пор, пока последняя не будет касаться ОДЗ в одной единственной точке. Обычно это происходит в одной из вершин ОДЗ, однако существуют различные варианты. Например, линия уровня может быть параллельна некоторой прямой-ограничению и тогда может быть множество решений. Или ОДЗ является открытой в выбранную сторону движения линии уровня. В данном примере имеет место самый первый вариант и оптимальная загрузка станций выглядит следующим образом:  $P_1 = 135$  МВт,  $P_2 = 130$  МВт,  $P_3 = 315 - 135 - 130 = 50$  МВт. После нахождения решения задачи необходимо проверить соблюдение всех уравнений-ограничений.

### **Задание**

Решить задачу линейного программирования графическим способом. Варианты заданий соответствуют вариантам расчетно-графической работы.

## **2. СИМПЛЕКС-МЕТОД ДЛЯ НАХОЖДЕНИЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ**

### **2.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ**

*Опорное решение* – решение, лежащее в одной из вершин области допустимых решений (ОДР).

*Стандартная форма записи уравнений-ограничений* – система уравнений, разрешенная относительно базисных переменных с коэффициентами при переменных, взятыми с обратными знаками относительно исходной системы.

Пять уравнений-ограничений с четырьмя свободными переменными  $x_1, x_2, x_3, x_4$ , разрешенных относительно пяти базисных переменных  $y_1, y_2, y_3, y_4, y_5$ :

$$\begin{aligned} y_1 &= b_1 - (\alpha_{11}x_1 + \alpha_{12}x_2 + \alpha_{13}x_3 + \alpha_{14}x_4), \\ y_2 &= b_2 - (\alpha_{21}x_1 + \alpha_{22}x_2 + \alpha_{23}x_3 + \alpha_{24}x_4), \\ y_3 &= b_3 - (\alpha_{31}x_1 + \alpha_{32}x_2 + \alpha_{33}x_3 + \alpha_{34}x_4), \\ y_4 &= b_4 - (\alpha_{41}x_1 + \alpha_{42}x_2 + \alpha_{43}x_3 + \alpha_{44}x_4), \\ y_5 &= b_5 - (\alpha_{51}x_1 + \alpha_{52}x_2 + \alpha_{53}x_3 + \alpha_{54}x_4). \end{aligned}$$

*Стандартная таблица* – таблица, составленная из коэффициентов стандартной формы записи уравнений-ограничений. Первый столбец таблицы составлен из свободных членов, а остальные – из коэффициентов при свободных переменных. Для удобства расчетов в стандартную таблицу добавляют строку коэффициентов для целевой функции, также выраженную в стандартной форме:

$$L = c_0 - (\gamma_1x_1 + \gamma_2x_2 + \gamma_3x_3 + \gamma_4x_4), \quad (-c_i = \gamma_i, \quad i = 1, \dots, 4).$$

Для стандартной системы уравнений, приведенной выше, с добавлением строки для коэффициентов целевой функции стандартная таблица имеет следующий вид.

Параметры	Свободный член (СЧ)	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$
$L$	$c_0$	$\gamma_1$	$\gamma_2$	$\gamma_3$	$\gamma_4$
$y_1$	$b_1$	$\alpha_{11}$	$\alpha_{12}$	$\alpha_{13}$	$\alpha_{14}$
$y_2$	$b_2$	$\alpha_{21}$	$\alpha_{22}$	$\alpha_{23}$	$\alpha_{24}$
$y_3$	$b_3$	$\alpha_{31}$	$\alpha_{32}$	$\alpha_{33}$	$\alpha_{34}$
$y_4$	$b_4$	$\alpha_{41}$	$\alpha_{42}$	$\alpha_{43}$	$\alpha_{44}$
$y_5$	$b_5$	$\alpha_{51}$	$\alpha_{52}$	$\alpha_{53}$	$\alpha_{54}$

Такую таблицу называют *симплекс-таблицей*.

## 2.2. АЛГОРИТМ СИМПЛЕКС-МЕТОДА

При использовании симплекс-метода задача должна быть приведена к стандартной форме записи уравнений-ограничений и целевой функции и составлена симплекс-таблица.

В ходе решения задачи на каждом шаге расчета выполняется замена одной свободной переменной на одну базисную, при этом коэффициенты симплекс-таблицы пересчитываются в соответствии с алгоритмом их преобразования. Это преобразование удобно производить, выполняя все вспомогательные расчеты тут же, в таблице, для чего будет выделена нижняя часть каждой ячейки.

Алгоритм преобразования  $x_j \leftrightarrow y_i$  симплекс-таблицы сводится при этом к следующим операциям.

1. Выделить в таблице разрешающий элемент  $a_{ij}$ . Вычислить его обратную величину  $\lambda = 1/a_{ij}$  и записать в нижней части той же ячейки (в правом нижнем углу).

2. Все элементы разрешающей строки (кроме самого  $a_{ij}$ ) умножить на  $\lambda$ ; результат записать в нижней части соответствующей ячейки.

3. Все элементы разрешающего столбца (кроме самого  $a_{ij}$ ) умножить на  $-\lambda$ , результат записать в нижней части соответствующей ячейки.

4. Подчеркнуть (или выделить иным способом) в разрешающей строке все верхние числа (прежние элементы), за исключением самого разрешающего элемента ячейки, а в разрешающем столбце – все нижние числа (новые элементы), за исключением самого разрешающего элемента.

5. Для каждого из элементов, не принадлежащих ни разрешающей строке, ни разрешающему столбцу, записать в нижнюю часть ячейки произведение выделенных чисел, стоящих в том же столбце и в той же строке, что и данный элемент.

6. Переписать таблицу, заменив:

- $x_j$  на  $y_i$  и обратно;
- элементы разрешающей строки и столбца – числами, стоящими в нижних частях тех же ячеек;
- каждый из остальных элементов – суммой чисел, стоящих в верхней и нижней части той же ячейки.

Нахождение оптимального решения задачи линейного программирования симплекс-методом распадается на два этапа.

1. Отыскание опорного решения.

2. Отыскание оптимального решения, при котором линейная функция  $L$  имеет минимальное значение.

## Отыскание опорного решения

- Если все свободные члены в симплекс-таблице неотрицательны, то опорное решение уже получено.

- Если нет, то следует выполнять шаг за шагом алгоритм замены свободной переменной на базисную, пока опорное решение не будет получено, или убедиться в том, что опорного решения не существует.

Для выбора элементов, подлежащих замене:

- ищем в строке с отрицательным свободным членом отрицательный элемент. Если такого элемента нет, это признак того, что система уравнений ограничений несовместима с неравенствами  $x_k \geq 0$  ( $k = 1, \dots, n$ );

- предположим, что отрицательный элемент есть. Тогда выбираем столбец, в котором он находится в качестве разрешающего;

- далее рассматриваются все элементы данного столбца, имеющие одинаковый знак со свободным членом. Из них должен быть выбран в качестве разрешающего тот, для которого отношение к нему свободного члена минимально.

## Отыскание оптимального решения

- Если все свободные члены (не считая строки  $L$ ) в симплекс-таблице неотрицательны, а в строке  $L$  (не считая свободного члена) нет ни одного положительного элемента, то оптимальное решение найдено.

- Если в строке  $L$  есть положительный элемент, а в столбце, соответствующем ему, нет ни одного положительного элемента, то линейная функция  $L$  не ограничена снизу и оптимального решения не существует.

- Если в этом столбце есть положительные элементы, то следует произвести замену одной из свободных переменных на одну из базисных, причем в качестве разрешающего взять тот элемент этого столбца, для которого отношение к нему соответствующего свободного члена минимально.

Если в столбце, содержащем положительный элемент строки  $L$ , не найдется ни одного положительного элемента, чтобы сделать его разрешающим, то в этом случае функция  $L$  не ограничена снизу и задача линейного программирования не имеет оптимального решения.

### 2.3. ПРИМЕР РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ СИМПЛЕКС-МЕТОДОМ

В данном занятии необходимо решить задачу занятия 1 с использованием симплекс-метода. Перепишем исходную систему уравнений вместе с целевой функцией:

$$\begin{aligned}L &= 55,8P_1 + 57,5P_2 + 55,5P_3_{\max}, \\50 &\leq P_1 \leq 200, \\20 &\leq P_2 \leq 130, \\50 &\leq P_3 \leq 200, \\P_1 + P_2 + P_3 &= 315.\end{aligned}$$

Для составления симплекс-таблицы необходимо привести систему уравнений и неравенств к канонической форме – оптимальное решение должно стремиться к минимуму, уравнения-ограничения должны быть записаны в виде

$$\sum_{i=1}^n (k_i P_i) \leq C,$$

где  $P_i$  – свободные переменные (в отличие от предыдущего способа решения здесь не требуется отображать решение на плоскости и поэтому количество свободных переменных может быть более двух);  $k_i$  – константы при базисных переменных;  $C$  – константа свободного члена.

Целевую функцию можно свести к минимуму перемножением всех ее коэффициентов на  $-1$ :

$$L = -(55,8P_1 + 57,5P_2 + 55,5P_3) \rightarrow \min .$$

В неканонической форме остаются ограничения по минимальной мощности станций:  $P_1 \geq 50$ ,  $P_2 \geq 20$ ,  $P_3 \geq 50$ .

Умножением обеих частей неравенств на  $-1$  можно добиться смены знака неравенства. Тогда:  $-P_1 \leq -50$ ,  $-P_2 \leq -20$ ,  $-P_3 \leq -50$ .

Уравнение баланса мощности можно заменить на систему неравенств:

$$P_1 + P_2 + P_3 \leq 315,$$

$$P_1 + P_2 + P_3 \geq 315.$$

Домножением на  $-1$  полученного неравенства в неканоническом виде получаем систему в канонической форме:

$$L = -(55,8P_1 + 57,5P_2 + 55,5P_3) \Rightarrow \min,$$

$$P_1 + P_2 + P_3 \leq 315,$$

$$-(P_1 + P_2 + P_3) \leq -315,$$

$$P_1 \leq 200, P_2 \leq 130, P_3 \leq 200, -P_1 \leq -50, -P_2 \leq -20, -P_3 \leq -50.$$

Каждому неравенству-ограничению в симплекс-таблице соответствует базисная переменная  $y_i$ , которая выражается из канонической формы записи в виде

$$y_1 = 315 - (P_1 + P_2 + P_3), \quad y_2 = -315 - (-P_1 - P_2 - P_3),$$

$$y_3 = 200 - (P_1), \quad y_4 = 130 - (P_2), \quad y_5 = 200 - (P_3),$$

$$y_6 = -50 - (-P_1), \quad y_7 = -20 - (-P_2), \quad y_8 = -50 - (-P_3).$$

На основе изложенной выше записи составим исходную симплекс-таблицу.

Параметры	СЧ	$P_1$	$P_2$	$P_3$
$L$	0	55,8	57,5	55,5
$y_1$	315	1	1	1
$y_2$	-315	-1	-1	-1
$y_3$	200	1	0	0
$y_4$	130	0	1	0
$y_5$	200	0	0	1
$y_6$	-50	-1	0	0
$y_7$	-20	0	-1	0
$y_8$	-50	0	0	-1

Вначале необходимо получить опорное решение – любое допустимое решение из ОДЗ. В симплекс-таблице опорное решение получено, если все значения столбца свободного члена, кроме целевой функции  $L$ , неотрицательны. Отрицательность упомянутых выше свободных членов означает нарушение какого-либо ограничения. Попробуем добиться опорного решения.

Заменим  $P_2 \leftrightarrow y_4$  :

Параметры	СЧ	$P_1$	$y_4$	$P_3$
$L$	-7475	55,8	-57,5	55,5
$y_1$	185	1	-1	1
$y_2$	-185	-1	1	-1
$y_3$	200	1	0	0
$P_2$	130	0	1	0
$y_5$	200	0	0	1
$y_6$	-50	-1	0	0
$y_7$	110	0	1	0
$y_8$	-50	0	0	-1

Заменим  $P_3 \leftrightarrow y_1$  :

Параметры	СЧ	$P_1$	$y_4$	$y_1$
$L$	-17742,5	0,3	-2	-55,5
$P_3$	185	1	-1	1
$y_2$	0	0	0	1
$y_3$	200	1	0	0
$P_2$	130	0	1	0
$y_5$	15	-1	1	-1
$y_6$	-50	-1	0	0
$y_7$	110	0	1	0
$y_8$	135	1	-1	1

Заменим  $P_1 \leftrightarrow y_8$  :

Параметры	СЧ	$y_8$	$y_4$	$y_1$
$L$	-17783	-0,3	-1,7	-55,2
$P_3$	50	-1	0	0
$y_2$	0	0	0	1
$y_3$	65	-1	1	-1
$P_2$	130	0	1	0
$y_5$	150	1	0	0
$y_6$	85	1	-1	1
$y_7$	110	0	1	0
$P_1$	135	1	-1	1

Как видно из последней таблицы, все свободные члены, кроме целевой функции  $L$ , стали неотрицательными, значит, опорное решение получено. С другой стороны, все коэффициенты при целевой функции стали отрицательными, а это означает, что найден оптимальный результат.

Ответ:  $P_1 = 135$  МВт,  $P_2 = 130$  МВт,  $P_3 = 50$  МВт,  $L = -17\,783$ .

### Задание

Решить задачу линейного программирования симплекс-методом для варианта, выданного преподавателем.

## 3. ТРАНСПОРТНАЯ ЗАДАЧА ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

### 3.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Пункты отправления – пункты, в которых сосредоточены запасы какого-либо однородного груза.

Пункты назначения – пункты, подавшие заявки на доставку груза.

Перевозки – количество единиц груза, направляемых из пунктов отправления в пункты назначения.

План перевозок – любая совокупность перевозок.

Допустимый план перевозок – план, удовлетворяющий балансовым условиям: все заявки удовлетворены, все запасы исчерпаны.

Опорный план перевозок – план, в котором отличны от нуля не более  $r$  базисных перевозок, а остальные перевозки равны нулю ( $r = m + n - 1$ ,  $m$  – количество пунктов отправления,  $n$  – количество пунктов назначения).

Оптимальный план перевозок – план, имеющий наименьшую стоимость всех перевозок среди всех допустимых планов.

Транспортная таблица – таблица, в которой в определенном порядке записаны все условия транспортной задачи.

### 3.2. ФОРМУЛИРОВКА ТРАНСПОРТНОЙ ЗАДАЧИ

Имеется  $m$  пунктов отправления:  $A_1, A_2, \dots, A_m$ , в которых сосредоточены запасы какого-либо однородного груза в количестве  $a_1, a_2, \dots, a_m$  единиц. Кроме того, имеется  $n$  пунктов назначения:  $B_1, B_2, \dots, B_n$ , подавших заявки соответственно на  $b_1, b_2, \dots, b_n$  единиц груза.

Предполагается, что сумма всех заявок равна сумме всех запасов:

$$\sum_{i=1}^m a_i = \sum_{j=1}^n b_j.$$

Известна стоимость  $c_{ij}$  перевозки единицы товара от каждого пункта отправления  $A_i$  до каждого пункта назначения  $B_j$ .

Требуется составить такой план перевозок, при котором все заявки были бы выполнены, и при этом общая стоимость всех перевозок была минимальна.

Нахождение оптимального решения транспортной задачи линейного программирования распределительным методом выполняется в два этапа.

1. Составление опорного плана.

- Составление транспортной таблицы.
- Распределение перевозок по заявкам.
- Составление опорного плана.

Нахождение опорного решения может быть реализовано на основе метода северо-западного угла. Метод состоит в последовательном

переборе строк и столбцов транспортной таблицы, начиная с левого столбца и верхней строки и выписывании максимально возможных перевозок в соответствующие ячейки таблицы так, чтобы не были превышены заявленные в задаче возможности поставщика или потребности потребителя. На стоимость доставки в этом методе не обращают внимания, поскольку предполагается дальнейшая оптимизация перевозок.

2. Улучшение полученного плана, минимизирующего линейную функцию  $L$  (отыскание оптимального решения).

- В первую очередь необходимо определить циклы для свободных ячеек, которые имеют отрицательную цену.
- Если таких циклов нет, то оптимальное решение достигнуто.
- Если циклы с отрицательной ценой есть, то перемещают перевозки по этим циклам. При этом стоимость плана убывает.

Нахождение оптимального решения может быть реализовано на основе метода потенциалов. Он позволяет за несколько шагов (итераций) найти полностью оптимальное решение транспортной задачи. Алгоритм метода потенциалов сводится к следующим операциям.

1. Определение общей стоимости перевозки (значение целевой функции) по опорному решению.

2. Разделение ячеек на базисные и свободные. Ячейки (клетки) транспортной таблицы с ненулевыми перевозками называются базисными, а клетки с нулевыми объемами перевозки – свободными.

3. Вычисление потенциалов. Каждому поставщику  $A_i$  соответствует потенциал  $U_i$ , а каждому потребителю  $B_j$  соответствует потенциал  $V_j$ . Потенциалы  $U_i$  и  $V_j$  называются симплекс-множителями или неявными ценами. Чтобы определить эти потенциалы, полагают, что  $U_1 = 0$ , а остальные потенциалы вычисляют из соотношения для всех занятых (базисных) ячеек таблицы:  $U_i + V_j = C_{ij}$ .

4. Проверка решения на оптимальность. Для всех незанятых ячеек (с нулевым объемом перевозки) вычисляют оценки клеток распределительной таблицы  $\Delta_{ij}$  по формуле  $\Delta_{ij} = C_{ij} - U_i - V_j$ , где  $U_i$  и  $V_j$  берутся из вычислений, выполненных в п. 3. Для всех занятых ячеек (с ненулевыми объемами перевозки) полагают  $\Delta_{ij} = 0$ , поскольку на следующем шаге нам потребуется значение с минимальной оценкой в незанятых ячейках. Если в получившейся таблице нет отрицательных

значений  $\Delta_{ij}$ , то план перевозок оптимален и задача решена. Наличие отрицательных значений  $\Delta_{ij}$  означает, что решение неоптимально. Среди  $\Delta_{ij}$  выбирается наименьшее отрицательное значение (начальная вершина для цикла перераспределения поставок). Если одинаковых отрицательных значений несколько, то берется любое.

5. Построение цикла. Цикл перераспределения поставок представляет собой замкнутую ломаную линию, которая соединяет начальную вершину и занятые ячейки транспортной таблицы по определенным правилам.

- Все вершины, кроме начальной, находятся в занятых ячейках таблицы (ячейки с ненулевыми перевозками), при этом охвачены циклом могут быть не все, а лишь некоторые занятые ячейки.

- В каждой вершине цикла встречаются ровно два звена ломаной линии, причем одна из них находится по строке, а другая – по столбцу. Иначе говоря, они пересекаются под прямым углом.

- Линия может пересекать занятые ячейки, не включая их в цикл (включение их в цикл не допускается). Другими словами, никакие три последовательные вершины не могут находиться в одной и той же строке или одном и том же столбце.

- Линия может пересекать саму себя, при этом точка пересечения не включается в цикл.

6. Перераспределение поставок по циклу. Начальной ячейке цикла присваиваем знак (+), следующей по циклу (начать двигаться можно в любом направлении) – знак (–), следующей ячейке цикла – опять (+) и так далее. Находим минимальную поставку по отмеченным знаком (–) вершинам цикла и обозначаем ее  $\theta$ . Значение  $\theta$  вычитаем из вершин цикла, которые помечены знаком (–), и прибавляем его к вершинам цикла, которые помечены знаком (+).

7. Зацикливание решения. Поскольку алгоритм является циклическим (итерационным), переходим к п. 1 (алгоритм взят с сайта <http://cyclowiki.org/wiki>).

Пример нахождения опорного (методом северо-западного угла) и оптимального (методом потенциалов) решений транспортной задачи приведен в приложении 5.

### **Задание**

Решить транспортную задачу линейного программирования (соответствует п. 1 расчетно-графической работы, приложение 1).

## 4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ ТЭС

### 4.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Оптимальный режим ЭЭС – режим, соответствующий минимальному удельному расходу топлива на полезно отпущенный 1 кВт · ч.

Расходная характеристика – часовой расход условного топлива в виде зависимости  $B = B(P_{\Gamma})$  ( $P_{\Gamma}$  – мощность генерации).

Характеристика относительных приростов – частная производная от расходной характеристики.

Принцип равенства относительных приростов – условие оптимальности работы электростанций.

Относительный прирост потерь мощности в сети – частная производная от суммарных потерь мощности по мощности электростанции.

### 4.2. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ БЕЗ УЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ПОТЕРЬ В СЕТИ

Условие оптимальности для станций, работающих на одинаковом топливе (одинаковой цене за тонну условного топлива), состоит в равенстве относительных приростов станций. Если считать, что суммарные потери мощности  $\Delta P_{\Sigma}$  и суммарная мощность нагрузки постоянны, т. е. не зависит от изменения мощностей станций, то условие оптимальности

$$\varepsilon_i = \frac{\partial B_i(P_{\Gamma i})}{\partial P_{\Gamma i}} = \text{idem} \quad (i = 1, 2, \dots, n),$$

$$W = \sum_i P_{\Gamma i} - \sum_j P_{\text{н}j} - \Delta P_{\Sigma} = 0.$$

#### Пример

Найти оптимальную загрузку для двух параллельно работающих ТЭС. Схема содержит две станции (узлы 1 и 2) и одну нагрузку (рис. 3).

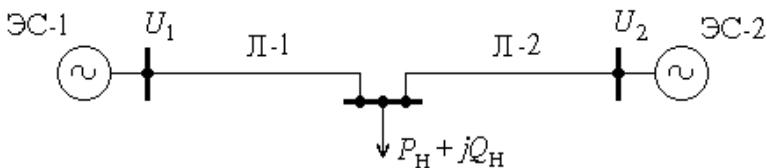


Рис. 3. Схема ЭЭС

Исходные данные: номинальное напряжение сети 220 кВ, нагрузка  $\underline{S}_H = P_H + jQ_H = 100 + j60$  МВ · А.

Расходные характеристики станций:

$$B_1(P_1) = 200 + 3P_1 + 0,1P_1^2 + 0,001333P_1^3,$$

$$B_2(P_2) = 200 + 4P_2 + 0,075P_2^2 + 0,001P_2^3.$$

Решение

Найдем характеристики относительных приростов станций.

$$\varepsilon_1(P_1) = 3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2,$$

$$\varepsilon_2(P_2) = 4 + 0,15P_2 + 0,003P_2^2.$$

Условие оптимальности:

$$\varepsilon_1(P_1) = \varepsilon_2(P_2),$$

$$W = P_1 + P_2 - P_H - \Delta P_\Sigma = 0,$$

или

$$3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2 = 4 + 0,15P_2 + 0,003P_2^2,$$

$$P_1 + P_2 - P_H - \Delta P_\Sigma = 0.$$

Для простоты примем потери мощности равными нулю, тогда

$$P_2 = P_H - P_1.$$

Подставим  $P_2$  в уравнение равенства относительных приростов и получим уравнение с одним неизвестным  $P_1$ :

$$3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2 = 4 + 0,15(P_H - P_1) + 0,003(P_H - P_1)^2.$$

После приведения подобных членов и подстановки  $P_H = 100$  МВт получим квадратное уравнение

$$P_1^2 + 950P_1 - 46\,000 = 0,$$

решение которого дает  $P_1 = 46,177$  МВт, после чего находим  $P_2 = 100 - 46,177 = 53,823$  МВт.

### 4.3. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ПОТЕРЬ В СЕТИ

Изменение активных мощностей станций для достижения оптимального режима влияет на потери в сети. Так как потери зависят от мощности каждой станции, то требуется ввести балансирующий узел, в качестве которого принята одна из станций ЭЭС. Условие оптимальности для этого случая будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{\frac{\partial B_i(P_{\Gamma i})}{1 - \sigma_i}}{1 - \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{\Gamma i}}} = \text{idem} \quad (i = 1, 2, \dots, n-1),$$

а для балансирующей станции с номером  $n$

$$\varepsilon_n = \frac{\partial B_n(P_{\Gamma n})}{\partial P_{\Gamma n}} = \text{idem},$$

$$W = \sum_i P_{\Gamma i} - \sum_j P_{Hj} - \Delta P_{\Sigma} = 0.$$

Условие оптимальности для балансирующей станции отличается от условий оптимальности остальных станций, поскольку полагаем, что потери мощности зависят от мощности всех станций, кроме балансирующей.

#### Пример

Рассмотрим условия предыдущего примера, добавив к ним дополнительные данные:  $U_1 = 220$  кВ,  $U_2 = 242$  кВ,  $R_1 = 2$  Ом,  $R_2 = 5$  Ом,

$Q_1 = 25$  Мвар,  $Q_2 = 30$  Мвар. Схема замещения ЭЭС показана на рис. 4. Балансирующей будем считать вторую станцию.

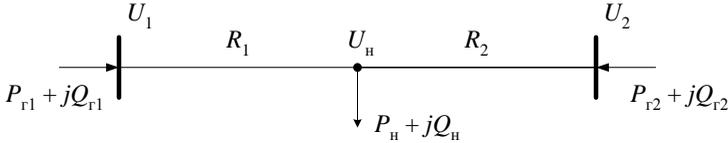


Рис. 4. Схема замещения ЭЭС

Потери активной мощности в сети будем определять по выражению

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} R_1 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} R_2.$$

Условие оптимальности в нашем примере:

$$\frac{3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2}{1 - \sigma} = 4 + 0,15P_2 + 0,003P_2^2,$$

$$P_1 + P_2 - P_n - \Delta P_{\Sigma} = 0 \quad \text{и} \quad \sigma = \frac{2P_1}{U_1^2} R_1.$$

Аналитическое решение этой системы уравнений затруднительно, поэтому его лучше решить последовательными приближениями к решению.

Для более эффективного процесса решения выполним нулевое приближение к решению следующим образом. Вначале найдем решение, как в случае без учета изменения потерь в сети, но не с нулевыми потерями, как ранее, а полученными по потокам мощности в сети из предыдущего решения:  $P_1 = 46,177$  МВт и  $P_2 = 53,823$  МВт.

Получим  $\Delta P_{\Sigma}$ , а затем найдем распределение нагрузки с учетом этих потерь:

$$3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2 = 4 + 0,15(P_n + \Delta P_{\Sigma} - P_1) + 0,003(P_n + \Delta P_{\Sigma} - P_1)^2.$$

Далее выполняются несколько итераций, в каждой из которых будут вычислены:

- 1) относительная величина прироста потерь  $\sigma$ ;
- 2) мощность  $P_1$ , решением уравнения

$$\frac{3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2}{1 - \sigma} = 4 + 0,15(P_H + \Delta P_\Sigma - P_1) + 0,003(P_H + \Delta P_\Sigma - P_1)^2;$$

- 3) потери мощности  $\Delta P_\Sigma$ ;
- 4) мощность балансирующей станции

$$P_2 = P_H + \Delta P_\Sigma - P_1.$$

Процесс вычислений можно считать завершенным, когда мощности станций перестанут изменяться сколь-либо значительно, например, на величину не более 0,1 МВт.

Решение с такой погрешностью дает:  $P_1 = 46,3$  МВт,  $P_2 = 54,14$  МВт и потери  $\Delta P_\Sigma = 0,442$  МВт.

### Задание

Найти оптимальный режим ЭЭС, схема которой показана на рис. 4, без учета и с учетом изменения потерь мощности в сети.

*Исходные данные:* номинальное напряжение сети 220 кВ,

$$\underline{S}_H = P_H + jQ_H = 200 + j110 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$U_1 = 220$  кВ,  $U_2 = 242$  кВ,  $R_1 = 12,5$  Ом,  $R_2 = 9,81$  Ом,  $Q_1 = 50$  Мвар,  $Q_2 = 60$  Мвар.

Расходные характеристики станций:

$$B_1(P_1) = 200 + 3P_1 + 0,1P_1^2 + 0,001333P_1^3,$$

$$B_2(P_2) = 200 + 4P_2 + 0,095P_2^2 + 0,001P_2^3.$$

## **5. ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ ТЭС ГРАДИЕНТНЫМ МЕТОДОМ**

### **5.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ**

Найти минимум функции издержек на топливо  $I(Z)$  при учете ограничений баланса мощности в ЭЭС  $W(Z) = 0$ . Вектор  $Z$  является вектором параметров режима ЭЭС, а  $W$  – вектор-функция балансовых ограничений.

Градиентный метод оптимизации основан на вычислении градиента целевой функции и пошаговом движении в направлении улучшения целевой функции. При нахождении минимума целевой функции движение происходит в направлении антиградиента.

Метод приведенного градиента – это метод оптимизации, в котором градиент определен с использованием теории неявных функций, при разделении переменных на зависимые и независимые  $Z = (X, Y)$ .

Рассмотрим пример распределения активной мощности между станциями методом приведенного градиента, в котором уравнения ограничений учитываются в самом простом виде – уравнения баланса активной мощности по системе в целом без учета потерь мощности в сети.

### **5.2. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ БЕЗ УЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ПОТЕРЬ В СЕТИ**

Пренебрегая потерями, найдем оптимальную загрузку по активной мощности станций для схемы на рис. 5 методом приведенного градиента. Схема содержит три станции (узлы 1, 2 и 3). Нагрузка сосредоточена в узле 2.  $P_H = 200$  МВт. Характеристики относительных приростов для этих станций заданы, руб/МВт · ч:

$$\begin{aligned}\varepsilon_1 &= 3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2, \\ \varepsilon_2 &= 2 + 0,4P_2 + 0,002P_2^2, \\ \varepsilon_3 &= 4 + 0,15P_3 + 0,003P_3^2.\end{aligned}$$

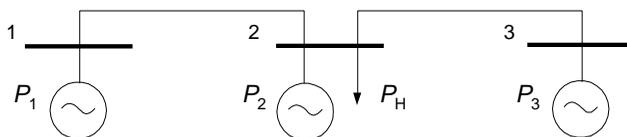


Рис. 5. Схема ЭЭС

### Решение

Запишем уравнение баланса мощности в системе:

$$W = P_1 + P_2 + P_3 - P_n = 0.$$

Разделим все переменные данной задачи на вектор  $X$  независимых переменных и на вектор  $Y$  зависимых. Поскольку система уравнений установившегося режима состоит из одного уравнения, в векторе  $Y$  будет всего одна компонента  $Y = (P_2)$ , а вектор  $X = (P_1, P_3)$  (можно принять и любую другую комбинацию).

1. Задаем исходное приближение  $X = (P_1, P_3)$ :

$$P_1 = 50 \text{ МВт}; P_3 = 50 \text{ МВт}.$$

2. Вычисляем  $P_2 = P_n - P_1 - P_3 = 200 - 50 - 50 = 100 \text{ МВт}$ .

3. Вычисляем градиент в исходной точке:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial X} = \frac{\partial \Pi}{\partial X} \Big|_0 + \frac{\partial \Pi}{\partial Y} \frac{\partial Y}{\partial X},$$

где

$$\frac{\partial \Pi}{\partial X} \Big|_0 = \left( \frac{\partial \Pi}{\partial P_1}, \frac{\partial \Pi}{\partial P_3} \right) = (\varepsilon_1, \varepsilon_3), \quad \frac{\partial \Pi}{\partial Y} = \varepsilon_2,$$

а из уравнения баланса мощности

$$\frac{\partial Y}{\partial X} = \left( \frac{\partial P_2}{\partial P_1}, \frac{\partial P_2}{\partial P_3} \right) = (-1, -1).$$

Таким образом,

$$\frac{\partial И}{\partial X_1} = \frac{\partial И}{\partial P_1} = \varepsilon_1 - \varepsilon_2; \quad \frac{\partial И}{\partial X_2} = \frac{\partial И}{\partial P_3} = \varepsilon_3 - \varepsilon_2.$$

Относительные приросты при текущих мощностях станций равны:

$$\varepsilon_1 = 23 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_2 = 62 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_3 = 19 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Вектор-градиент  $\text{grad}(И)$  равен

$$\text{grad}(И) = \begin{pmatrix} \frac{\partial И}{\partial X_1} \\ \frac{\partial И}{\partial X_2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial И}{\partial P_1} \\ \frac{\partial И}{\partial P_3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_1 - \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 - \varepsilon_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -39 \\ -43 \end{pmatrix}.$$

За меру сходимости процесса решения принимаем величину квадрата нормы вектор-градиента (сумма квадратов элементов вектор-градиента)  $\Delta^2 = 3370$ .

4. Выбираем пробный шаг  $t = 0,5$  (произвольно) и определяем новые значения переменных:

$$P_1 = P_1 - t \text{grad}(И)_1 = 50 - 0,5(-39) = 69,5 \text{ МВт};$$

$$P_3 = P_3 - t \text{grad}(И)_2 = 50 - 0,5(-43) = 71,5 \text{ МВт};$$

$$P_2 = P_H - P_1 - P_3 = 200 - 69,5 - 71,5 = 59 \text{ МВт}.$$

Им соответствуют относительные приросты:

$$\varepsilon_1 = 36,221 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_2 = 32,652 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}; \quad \varepsilon_3 = 30,062 \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Вектор-градиент и его норма:

$$\text{grad}(И) = \begin{pmatrix} 3,659 \\ -2,5 \end{pmatrix}, \quad \Delta = 4,432, \quad \Delta^2 = 19,64.$$

Будем продолжать процесс вычислений, двигаясь в направлении текущего антиградиента до тех пор, пока квадрат нормы вектор-градиента не будет меньше 0,1. При этом относительные приросты должны быть равны между собой.

Будем повторять пункт 4, пока не будет выполнено заданное условие.

Шаг в направлении движения выберем из условия минимума квадрата нормы вектор-градиента, зависимость которого от  $t$  будем считать параболической. Для интерполяции такой зависимости необходимы три точки. Одна из них всегда есть – это квадрат нормы, вычисленный в конце предыдущего шага ( $t = 0$ ). Две другие можно взять для произвольных значений  $t$ . Для простоты выберем точки  $t = 0,5$  и  $t = 1$ . Обозначим интерполирующую кривую  $y = A_0 + A_1t + A_2t^2$ . Минимум этой параболы соответствует точке:

$$t = -\frac{A_1}{2A_2}.$$

Коэффициенты  $A_1$  и  $A_2$  для выбранных узлов интерполяции можно найти по формулам:

$$\begin{aligned} A_1 &= -3y_1 + 4y_2 - y_3; \\ A_2 &= 2(y_1 - 2y_2 + y_3), \end{aligned}$$

где  $y_1$  соответствует  $t = 0$ , т. е. для данной итерации  $y_1 = 19,64$ ;  $y_2$  соответствует  $t = 0,5$ ,  $y_2 = 8,27$  и  $y_3$  – точке  $t = 1$ ,  $y_3 = 3,188$ .

Для полученных значений имеем  $A_1 = -29,025$ ;  $A_2 = 12,116$  и  $t = 1,154$ .

Квадрат нормы вектора-градиента снизился до 2,851.

Все результаты последующих итераций сведены в таблицу.

Итерация	$t$	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$\varepsilon_1$	$\varepsilon_2$	$\varepsilon_3$	$\Delta^2$
Начальное приближение	–	50	100	50	23	62	19	3370
Пробный шаг	0,5	69,5	59	71,5	36,22	32,56	30,06	19,64
Второй шаг	1,154	65,28	60,34	74,39	33,1	31,76	33,42	2,851
Третий шаг	0,577	65,46	59,2	75,34	33,23	32,33	32,69	0,423
Четвертый шаг	1,154	64,83	59,41	75,76	32,79	32,58	32,83	0,062

После четвертого шага итерационный процесс можно закончить, так как квадрат нормы практически сведен к нулю и значения относительных приростов стали равны друг другу.

### Задание

Найти оптимальное распределение активных мощностей генерации между четырьмя ТЭС по методу приведенного градиента для примера на рис. 6 (без учета изменения потерь мощности в сети).

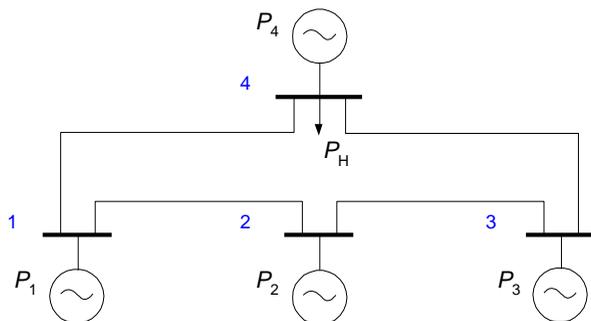


Рис. 6. Четырехузловая схема ЭЭС для распределения активной мощности методом приведенного градиента

Нагрузка сосредоточена в узле 4.  $P_{\text{н}} = 300$  МВт. Характеристики относительных приростов для этих станций заданы в виде функций формата MathCad, руб/МВт · ч:

$$\varepsilon_1(P_1) := 3 + 0,2P_1 + 4 \cdot 10^{-3} P_1^2,$$

$$\varepsilon_2(P_2) := 2 + 0,4P_2 + 0,002P_2^2,$$

$$\varepsilon_3(P_3) := 4 + 0,3P_3 + 3 \cdot 10^{-3} P_3^2,$$

$$\varepsilon_4(P_4) := 5 + 0,3P_4 + 2 \cdot 10^{-3} P_4^2.$$

Для удобства проверки расчетов рекомендуем в качестве начальных приближений взять мощности:

$$P_1 := 80, \quad P_3 := 80, \quad P_4 := 80, \quad P_2 := 60.$$

В качестве зависимой переменной выступает  $P_2$ .

## **6. ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ ТЭС МЕТОДОМ НЬЮТОНА ВТОРОГО ПОРЯДКА**

### **6.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ**

Найти минимум функции издержек на топливо  $I(Z)$  при учете ограничений баланса мощности в ЭЭС  $W(Z) = 0$ . Вектор  $Z$  является вектором параметров режима ЭЭС, а  $W$  – вектор-функция балансовых ограничений.

Метод Ньютона второго порядка основан на квадратичной аппроксимации целевой функции и вычислении экстремума параболоиды, которая в большей степени приближает процесс к точке решения. На каждой итерации вычислительного процесса проходит очередная аппроксимация и поиск решения сведен к решению системы линейных уравнений, в которой правые части выступают градиентом целевой функции, а матрицей коэффициентов – матрица Гессе.

Градиент и матрицы Гессе могут быть получены с помощью теории неявных функций, при разделении переменных на зависимые и независимые  $Z = (X, Y)$ .

$$H\Delta x = -\text{grad}(I(X, Y)),$$

где  $H$  – матрица Гессе (матрица вторых производных целевой функции);  $Y$  – вектор зависимых переменных;  $X$  – вектор независимых переменных;  $\Delta x$  – невязки к независимым переменным.

### **6.2. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ БЕЗ УЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ПОТЕРЬ В СЕТИ**

Пренебрегая потерями, найдем оптимальную загрузку по активной мощности станций для схемы на рис. 7 методом Ньютона второго порядка. Схема содержит три станции (узлы 1, 2 и 3). Нагрузка сосредоточена в узле 2.  $P_H = 200$  МВт. Характеристики относительных приростов для этих станций заданы, руб/МВт · ч:

$$\begin{aligned}\varepsilon_1 &= 3 + 0,2P_1 + 0,004P_1^2, \\ \varepsilon_2 &= 2 + 0,4P_2 + 0,002P_2^2, \\ \varepsilon_3 &= 4 + 0,15P_3 + 0,003P_3^2.\end{aligned}$$

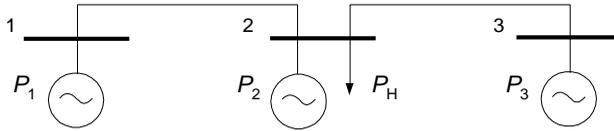


Рис. 7. Схема ЭЭС

*Решение*

Запишем уравнение баланса мощности в системе:

$$W = P_1 + P_2 + P_3 - P_H = 0.$$

Разделим все переменные данной задачи на вектор  $X$  независимых переменных и на вектор  $Y$  зависимых. Поскольку система уравнений установившегося режима состоит из одного уравнения, в векторе  $Y$  будет всего одна компонента  $Y = (P_2)$ , а вектор  $X = (P_1, P_3)$  (можно принять и любую другую комбинацию).

1. Задаем исходное приближение  $X = (P_1, P_3)$ :

$$P_1 = 50 \text{ МВт}; P_3 = 50 \text{ МВт}.$$

2. Вычисляем  $P_2 = P_H - P_1 - P_3 = 200 - 50 - 50 = 100 \text{ МВт}$ .

3. Вычисляем вектор-градиент в заданной точке:

$$\frac{\partial I}{\partial X} = \frac{\partial I}{\partial X} \Big|_0 + \frac{\partial I}{\partial Y} \frac{\partial Y}{\partial X},$$

где

$$\frac{\partial I}{\partial X} \Big|_0 = \left( \frac{\partial I}{\partial P_1}, \frac{\partial I}{\partial P_3} \right) = (\varepsilon_1, \varepsilon_3), \quad \frac{\partial I}{\partial Y} = \varepsilon_2,$$

а из уравнения баланса мощности

$$\frac{\partial Y}{\partial X} = \left( \frac{\partial P_2}{\partial P_1}, \frac{\partial P_2}{\partial P_3} \right) = (-1, -1).$$

Таким образом,

$$\frac{\partial \mathcal{I}}{\partial X_1} = \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial P_1} = \varepsilon_1 - \varepsilon_2; \quad \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial X_2} = \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial P_3} = \varepsilon_3 - \varepsilon_2.$$

Вектор-градиент  $\text{grad}(\mathcal{I})$  равен

$$\text{grad}(\mathcal{I}) = \begin{pmatrix} \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial X_1} \\ \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial X_2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial P_1} \\ \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial P_3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_1 - \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 - \varepsilon_2 \end{pmatrix}.$$

4. Вычисляем элементы матрицы Гессе  $H$ .

5. Решаем систему линейных уравнений относительно невязок по независимым переменным  $\Delta x$ .

6. Находим новые значения искомым переменных  $P_1, P_3$ :

$$P_1 = P_1 + \Delta x_1;$$

$$P_3 = P_3 + \Delta x_2$$

и затем

$$P_2 = P_n - P_1 - P_3.$$

7. Если полученные значения удовлетворяют заданной точности расчета, то процесс закончен, в противном случае расчет повторяют, начиная с п. 3. Мерой сходимости процесса решения можно также выбрать величину квадрата нормы вектор-градиента  $\Delta^2$ .

### Задание

Найти оптимальное распределение активных мощностей генерации между тремя ТЭС по методу Ньютона второго порядка для примера рис. 7 (без учета изменения потерь мощности в сети). Для этого:

1) вывести формулы для получения элементов матрицы вторых производных, основываясь на способе получения производных от невязных функции (см п. 3 алгоритма расчета для градиента);

2) так, если

$$\text{grad}(\mathcal{I}(X, Y)) = \begin{pmatrix} \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial P_1} \\ \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial P_3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_1(P_1) - \varepsilon_2(P_2) \\ \varepsilon_3(P_3) - \varepsilon_2(P_2) \end{pmatrix}, \text{ то как вычислить}$$

$$H(I(X, Y)) = \begin{pmatrix} \frac{\partial^2 I}{\partial P_1^2} & \frac{\partial^2 I}{\partial P_1 \partial P_3} \\ \frac{\partial^2 I}{\partial P_3 \partial P_1} & \frac{\partial^2 I}{\partial P_3^2} \end{pmatrix} ?$$

3) решение системы уравнений (п. 5 алгоритма)

$$H \Delta x = -\text{grad}(I(X, Y))$$

можно сделать по соотношению

$$\begin{pmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta y_2 \end{pmatrix} = -\frac{1}{\Delta} \begin{pmatrix} H_{22} & -H_{12} \\ -H_{21} & H_{11} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \text{grad}_1 \\ \text{grad}_2 \end{pmatrix};$$

4) расчет выполнить с точностью по квадрату нормы градиента 0,001.

## 7. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЛЭП ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ГРАДИЕНТНЫМ МЕТОДОМ

### 7.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Найти минимум потерь активной мощности в ЛЭП (рис. 8) посредством оптимального выбора реактивной мощности нагрузки (или выбора мощности компенсирующего устройства).

Целевая функция – это потери мощности в ЛЭП  $I(Z)$  (издержки на покрытие потерь в сети) при учете ограничений баланса мощности в узлах ЭЭС  $W(Z) = 0$ . Вектор  $Z$  является вектором параметров режима ЭЭС, а  $W(Z)$  – вектор-функция балансовых ограничений по активной и реактивной мощности.

Выберем в качестве независимой переменной  $X = (Q)$  реактивную мощность в конце ЛЭП. Зависимыми переменными будут составляющие напряжения в узле нагрузки  $Y = (U_1, \delta_1)$  или  $Y = (U'_1, U''_1)$ . Напряжение в начале линии известно по величине и по фазе.

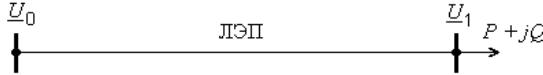


Рис. 8. Линия электропередачи

Сделаем предположение, что ограничения на переменные типа неравенств соблюдены.

Для простоты обозначим зависимые переменные  $U'_1$  и  $U''_1$  как  $U'$  и  $U''$ .

Выберем выражение для потерь мощности в ЛЭП в виде

$$И(X, Y) = \Delta P(U', U'', Q) = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U'^2 + U''^2} R.$$

Градиент целевой функции вычислим по выражению:

$$\frac{\partial И}{\partial X} = \frac{\partial И}{\partial X} \Big|_0 + \left( \frac{\partial И}{\partial Y} \right)^T \frac{\partial Y}{\partial X},$$

где

$$\frac{\partial И}{\partial X} \Big|_0 = \frac{\partial И}{\partial Q} \Big|_0 = \frac{2R}{U'^2 + U''^2} Q,$$

а производные по зависимым переменным  $U'$  и  $U''$ :

$$\frac{\partial И}{\partial Y} = \begin{pmatrix} \frac{\partial И}{\partial U'} \\ \frac{\partial И}{\partial U''} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{-2U'(P^2 + Q^2)}{(U'^2 + U''^2)^2} R \\ \frac{-2U''(P^2 + Q^2)}{(U'^2 + U''^2)^2} R \end{pmatrix}.$$

Матрица частных производных неявной функции составляющих напряжения по величине реактивной мощности равна

$$\frac{\partial Y}{\partial X} = \begin{pmatrix} \frac{\partial U'}{\partial Q} \\ \frac{\partial U''}{\partial Q} \end{pmatrix} = - \left[ \frac{\partial W}{\partial Y} \right]^{-1} \frac{\partial W}{\partial X}.$$

Уравнения установившегося режима, которые использованы в данной задаче, запишем как

$$w_q(U', U'') = -U'_i \sum_{j=0}^{n-1} (B_{ij}U'_j + G_{ij}U''_j) + U''_i \sum_{j=0}^{n-1} (G_{ij}U'_j - B_{ij}U''_j) - Q_i,$$

$$w_p(U', U'') = U'_i \sum_{j=0}^{n-1} (G_{ij}U'_j - B_{ij}U''_j) + U''_i \sum_{j=0}^{n-1} (B_{ij}U'_j + G_{ij}U''_j) - P_i.$$

В нашем случае  $n = 2$ , а узел с номером 0 выступает балансирующим базисным узлом, поэтому имеем одно уравнение для  $P$  и одно для  $Q$ .

По этим двум уравнениям, записанным для узла с номером 1, необходимо взять производные по составляющим напряжений  $U'$  и  $U''$ . Чтобы улучшить сходимость итерационного процесса, вначале дифференцируем уравнение для  $Q$ , а затем по  $P$ .

С учетом  $U''_0 = 0$  в результате имеем

$$\frac{\partial W}{\partial Y} = \begin{pmatrix} \frac{\partial w_q}{\partial U'} & \frac{\partial w_q}{\partial U''} \\ \frac{\partial w_p}{\partial U'} & \frac{\partial w_p}{\partial U''} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -2U'B_{11} - U_0B_{10} & -2U''B_{11} + U_0G_{10} \\ 2U'G_{11} + U_0G_{10} & 2U''G_{11} + U_0B_{10} \end{pmatrix}.$$

Матрица частных производных от вектор-функции  $W$  по  $Q$  будет простой:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \frac{\partial W}{\partial Q} = \begin{pmatrix} \frac{\partial w_q}{\partial Q} \\ \frac{\partial w_p}{\partial Q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -1 \\ 0 \end{pmatrix}.$$

Значение переменной  $Q$ , полученное на следующем  $(k + 1)$ -м шаге спуска к точке минимума, найдем по формуле

$$Q^{(k+1)} = Q^{(k)} - t \frac{\partial W}{\partial Q},$$

где  $t$  – шаг в направлении убывания целевой функции.

Каждый шаг процесса движения к точке минимума выполнен из точки, параметры режима которой определяют сбалансированный установившийся режим, поэтому перед расчетом следующего значения  $Q$  следует рассчитать очередной режим для предыдущего значения  $Q$ . Для расчета установившегося режима удобно использовать метод Ньютона.

### Задание

Найти оптимальное значение реактивной мощности нагрузки (мощности, протекающей в конце ЛЭП), доставляющее минимум потерь активной мощности в ЛЭП. Определить, какая реактивная мощность будет в новом приближении и насколько снизились потери активной мощности в линии в результате оптимизации. Расчет первого приближения показан ниже.

Исходные данные:  $R = 3,75 \text{ Ом}$ ;  $X = 21 \text{ Ом}$ ;  $B_c = 5,4 \cdot 10^{-4} \text{ См}$ .

Нагрузка:  $P_H = 360 \text{ МВт}$ ;  $Q_H = 170 \text{ Мвар}$ .

Напряжения:  $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ ;  $U_0 = 232 \text{ кВ}$ .

Взаимная проводимость между узлами 0 и 1:  $Y_{0,1} = -8,241 \cdot 10^{-3} + j0,046$ . Собственная проводимость узла 1 равна  $Y_{1,1} = 8,241 \cdot 10^{-3} - j0,046$ . Емкостная проводимость практически не повлияла на собственную реактивную проводимость

Алгоритм расчета следующий.

1. Задаем исходное приближение  $X = (Q^{(0)})$  и рассчитываем для заданного  $P = -360$  и  $Q^{(0)} = -170$  установившийся режим (знак «минус» потому, что задающие мощности – направление «к узлу»). Для этого:

- задаем начальные приближения переменных  $U' = U_{\text{ном}}$  и  $U'' = 0$ ;
- вычисляем вектор-функцию небалансов мощностей  $W$  в точке начальных приближений:

$$W^{(0)} = \begin{pmatrix} w_q(U'^{(0)}, U''^{(0)}) \\ w_p(U'^{(0)}, U''^{(0)}) \end{pmatrix}, \text{ должно получиться } \begin{pmatrix} 35,103 \\ 338,245 \end{pmatrix}, \text{ норма}$$

этого вектора равна  $|W^{(0)}| = 340,061$ ;

- вычисляем элементы матрицы Якоби  $\frac{\partial W}{\partial Y}$ ;

- находим невязки для искомым переменных:

$$\begin{pmatrix} \Delta U'^{(1)} \\ \Delta U''^{(1)} \end{pmatrix} = - \left( \frac{\partial W}{\partial Y} \right)^{-1} W^{(0)};$$

- вычисляем следующие значения искомым переменных:

$$U'^{(1)} = U'^{(0)} + \Delta U'^{(1)};$$

$$U''^{(1)} = U''^{(0)} + \Delta U''^{(1)};$$

• снова вычисляем вектор-функцию в полученной точке и, если норма этого вектора достаточно мала, процесс расчета режима завершен, в противном случае находим следующее приближение к решению.

В результате трех итераций получаем напряжение:

$$U' = 204,751; \quad U'' = -30,025;$$

$$U = 206,944; \quad \delta = -8,342^\circ.$$

2. Находим значение целевой функции (потери мощности в ЛЭП).

3. Вычисляем градиент целевой функции.

Для этого определим элементы матрицы Якоби и обратной ей матрицы на последней итерации решения уравнений установившегося режима методом Ньютона (см. п. 1):

$$\left[ \frac{\partial W}{\partial Y} \right] = \begin{pmatrix} 8,081 & -4,667 \\ 1,463 & 10,211 \end{pmatrix} \text{ и } \left[ \frac{\partial W}{\partial Y} \right]^{-1} = \begin{pmatrix} 0,114 & 0,052 \\ -0,016 & 0,09 \end{pmatrix}.$$

Матрица частных производных неявной функции составляющих напряжения по величине реактивной мощности равна

$$\frac{\partial Y}{\partial X} = - \left[ \frac{\partial W}{\partial Y} \right]^{-1} \frac{\partial W}{\partial X} = \begin{pmatrix} 0,114 & 0,052 \\ -0,016 & 0,09 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} -1 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,114 \\ -0,016 \end{pmatrix}.$$

Градиент целевой функции

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial X} &= \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial X} \Big|_0 + \left( \frac{\partial \mathcal{I}}{\partial Y} \right)^T \frac{\partial Y}{\partial X} = \frac{2R}{U'^2 + U''^2} Q + \begin{pmatrix} \frac{-2U'(P^2 + Q^2)}{(U'^2 + U''^2)^2} R \\ \frac{-2U''(P^2 + Q^2)}{(U'^2 + U''^2)^2} R \end{pmatrix}^T \frac{\partial Y}{\partial X} = \\ &= -0,03 + \begin{pmatrix} -0,133 \\ 0,019 \end{pmatrix}^T \begin{pmatrix} 0,114 \\ -0,016 \end{pmatrix} = -0,03 - 0,015 = -0,045. \end{aligned}$$

4. Выбираем шаг и находим следующее значение независимой переменной  $Q^{(1)}$ . При шаге  $t = 4620$   $Q^{(1)} = 39,09$  Мвар.

5. Рассчитываем новый установившийся режим и проверяем норму вектор-градиента. Если она достаточно мала, то процесс оптимизации можно считать законченным, иначе ищем новый градиент и делаем шаг в направлении убывания целевой функции. После каждого расчета установившегося режима вычисляем значение целевой функции. Каждый раз ее значение должно уменьшаться.

В результате двух итераций по методу Ньютона получаем напряжение:

$$U' = 226,02; \quad U'' = -33,446;$$

$$U = 228,481; \quad \delta = -8,417^\circ.$$

Градиент целевой функции в новой точке получаем равным  $-2,047 \cdot 10^{-3}$ , что является достаточно малым значением и расчет на этом можно закончить.

## 8. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ НЕОДНОРОДНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 8.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Для неоднородной замкнутой электрической сети (рис. 9) определить условия размыкания контура на шинах подстанции Б для снижения потерь активной мощности в сети.

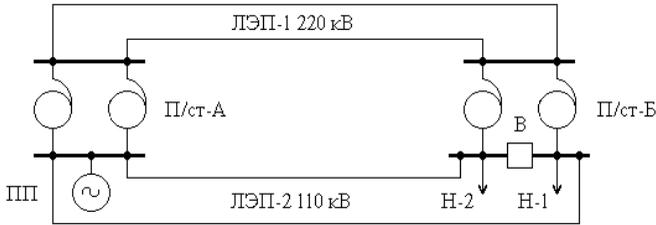


Рис. 9. Схема неоднородной электрической сети

## 8.2. ОСНОВНЫЕ СООТНОШЕНИЯ

*Ограничения и допущения:*

- существует единственный режим для заданных значений активной и реактивной мощности нагрузки;
- минимизируются только нагрузочные потери мощности в сети;
- ограничения на уровни напряжений в узлах отсутствуют.

*Математическая формулировка задачи*

Формально имеем задачу нелинейного программирования: минимизировать  $f(x)$ ,  $x \in E^n$  при  $m$  ограничениях в виде равенств  $h_j(x) = 0$ ,  $j = 1, 2, \dots, m$  и  $(p - m)$  ограничениях в виде неравенств  $g_j(x) \geq 0$ ,  $j = m + 1, m + 2, \dots, p$ .

Целевой функцией  $f(x)$  в данной задаче будет величина суммарных потерь мощности  $\Delta P_{\Sigma}$ , включающая потери во всех элементах схемы сети (две ЛЭП и два трансформатора).

В этой задаче ограничения типа неравенств не будут определяющими, так как при допустимом исходном режиме изменение потоко-распределения с целью снижения потерь в сети (при ее размыкании), как правило, не утяжеляет режим ни по нагрузке, ни по уровням напряжения.

*Расчетная схема сети (рис. 10).*

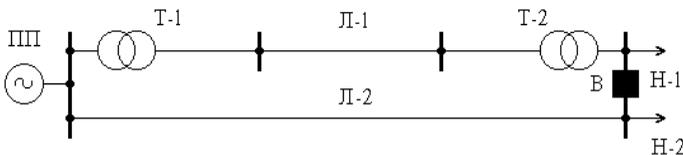


Рис. 10. Расчетная схема сети

Мощность нагрузки  $S_H$  представим в виде суммы двух нагрузок  $S_H = S_{H1} + S_{H2}$ , распределенных между двумя секциями шин.

Представим каждый из четырех элементов электрической сети (две ЛЭП и два трансформатора) четырехполюсниками в  $A$ -форме (рис. 11).

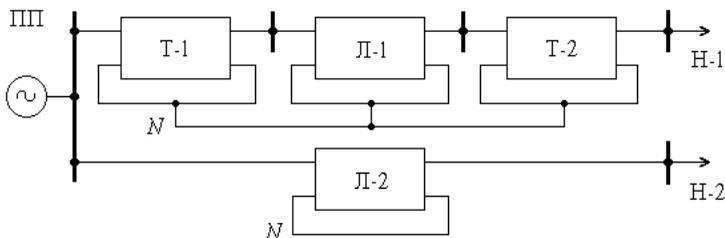


Рис. 11. Расчетная схема сети при ее представлении в виде четырехполюсников

Коэффициенты четырехполюсника для ЛЭП определим по формулам:

$$\underline{A} = \underline{D} = 1 + \frac{\underline{ZY}}{2}, \quad \underline{B} = \underline{Z}, \quad \underline{C} = \underline{Y} + \underline{Z} \left( \frac{\underline{Y}}{2} \right)^2.$$

Для повышающего трансформатора

$$\underline{A} = \frac{1}{k_T}, \quad \underline{B} = \frac{\underline{Z}_T}{k_T}, \quad \underline{C} = k_T \underline{Y}_{\mu 1}, \quad \underline{D} = k_T + \underline{Y}_{\mu} \underline{Z}_T k_T.$$

Для понижающего трансформатора

$$\underline{A} = k_T, \quad \underline{B} = \frac{\underline{Z}_T}{k_T}, \quad \underline{C} = k_T \underline{Y}_{\mu 2}, \quad \underline{D} = \frac{1 + \underline{Y}_{\mu} \underline{Z}_T}{k_T}.$$

Здесь  $\underline{Z}$  и  $\underline{Y}$  – сопротивление и проводимость ЛЭП,  $\underline{Z}_T$  и  $\underline{Y}_{\mu}$  – сопротивление и проводимость трансформатора.

В трансформаторах ветвь проводимости  $\underline{Y}_{\mu}$  присоединена в схеме замещения со стороны питания, т. е.  $\underline{Y}_{\mu 1}$  на напряжении 110 кВ, а  $\underline{Y}_{\mu 2}$

на напряжении 220 кВ. Заметим, что для ЛЭП четырехполюсник является симметричным, а для трансформаторов – несимметричным. Для всех элементов сети четырехполюсники фактически являются трехполюсниками, т. е. потенциал одного полюса входа и выхода одинаковый и для трехфазной симметричной системы равен нулю и теоретически может быть соединен с общей гипотетической нейтралью системы  $N$ .

С учетом каскадного соединения Т-1, Л-1 и Т-2 имеем эквивалентный четырехполюсник #1 (рис. 12).

$$\underline{\mathbf{A}}_1 = \underline{\mathbf{A}}_{\text{Т-1}} \underline{\mathbf{A}}_{0-1} \underline{\mathbf{A}}_{\text{Т-2}},$$

$$\underline{\mathbf{A}}_2 = \underline{\mathbf{A}}_{0-2}.$$

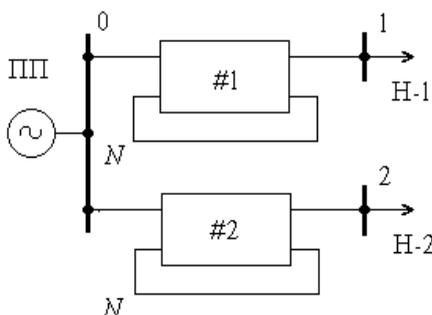


Рис. 12. Эквивалентная схема с четырехполюсниками

### Целевая функция и ограничения

За независимые переменные примем нагрузку шин 1 ( $P_1$  и  $Q_1$ ) подстанции Б. Нагрузка шин 2 будет выглядеть при этом как  $P_2 = P_{\text{Н}} - P_1$  и  $Q_2 = Q_{\text{Н}} - Q_1$ .

Целевая функция в данном случае может быть явно выражена через независимые переменные:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \frac{R_{\text{Т1}} + R_{\text{Л-1}} + R_{\text{Т2}}}{K_{\text{Т}}^2} + \frac{(P_{\text{Н}} - P_1)^2 + (Q_{\text{Н}} - Q_1)^2}{U_2^2} R_{\text{Л-2}}.$$

Условие экстремума запишется как

$$\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_1} = 0, \quad \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial Q_1} = 0.$$

Эти два уравнения и ограничения в виде равенств, записанные как уравнения узловых напряжений для шин 1 и 2 через коэффициенты четырехполюсников, образуют систему уравнений для решения задачи оптимизации. Кроме мощностей  $P_1$  и  $Q_1$  искомыми переменными являются модули и фазы напряжений шин 1 и 2:  $U_1$ ,  $\delta_1$ ,  $U_2$  и  $\delta_2$ .

### Задание

Для решения задачи необходимо вычислить распределение мощностей нагрузки подстанции Б между двумя секциями шин напряжения 110 кВ при разделении шин с помощью выключателя В.

Исходные данные:

Л-1. Номинальное напряжение 220 кВ, длина 100 км, 2 цепи, провод марки АС-240/32,  $r_0 = 0,121$  Ом/км,  $x_0 = 0,435$  Ом/км,  $b_0 = 2,6$  мкСм/км;

Л-2. Номинальное напряжение 110 кВ, длина 100 км, 2 цепи, провод марки АС-120/19,  $r_0 = 0,249$  Ом/км,  $x_0 = 0,427$  Ом/км,  $b_0 = 2,66$  мкСм/км;

Т-1 и Т-2. Автотрансформаторы типа АТДЦТН-125000/220/110,  $R_{в-с} = 1,1$  Ом,  $X_{в-с} = 59,2$  Ом,  $\Delta P_x = 85$  кВт,  $\Delta Q_x = 625$  квар.

Нагрузка на шинах 110 кВ п/ст Б  $160 + j100$  МВ · А.

Напряжение пункта питания (ПП) 120 кВ.

### Указания

1. После определения параметров четырехполюсников коэффициенты в А-форме получились соответственно равными:

$$\begin{pmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,938 + 1,506i \cdot 10^{-3} & 1,62 + 21,032i \\ 2,201 \cdot 10^{-5} + 1,669i \cdot 10^{-3} & 0,982 + 1,718i \cdot 10^{-3} \end{pmatrix},$$

$$\begin{pmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,997 + 1,623i \cdot 10^{-3} & 8,715 + 14,945i \\ -3,022 \cdot 10^{-7} + 3,719i \cdot 10^{-4} & 0,997 + 1,623i \cdot 10^{-3} \end{pmatrix}.$$

Найти через полученные коэффициенты параметры П-образных схем замещения и параметры эквивалентной схемы замещения. Использовать соотношения:

$$\underline{A} = 1 + \underline{ZY}_2,$$

$$\underline{B} = \underline{Z},$$

$$\underline{D} = 1 + \underline{ZY}_1.$$

2. Вычислить потери мощности в сети, используя эквивалентные параметры П-образной схемы замещения и номинальное напряжение сети.

3. Найти экономическое потокораспределение в сети и потери мощности в сети по номинальному напряжению сети.

4. Точная оптимизация режима сети с использованием решающих блоков MathCad дает общие потери в сети равными 4,679 МВт. Сопоставить это значение с потерями, полученными в пп. 2 и 3. Оценить погрешность расчета потерь при экономическом потокораспределении, найденном через номинальное напряжение.

---

---

# ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

---

---

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1

### РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ В СРЕДЕ MathCad И Excel

**Цель работы.** Получить навыки записи и решения задач линейного программирования (ЛП) в современных вычислительных средах.

#### 1. Геометрическое решение задачи ЛП

Для задания 1 по ЛП, выполненному на практическом занятии 1, в среде MathCad построить ОДР и указать направление перемещения основной прямой целевой функции для достижения точки оптимального решения.

#### 2. Решение общей задачи линейного программирования

Для задания 2 по ЛП, выполненному на практическом занятии 2, в средах MathCad и Excel записать условие задачи и выполнить ее решение.

#### 3. Решение транспортной задачи линейного программирования

Для задания 3 по ЛП, выполненному на практическом занятии 3, в среде Excel записать условие транспортной задачи (ТЗ) и выполнить ее решение.

#### 4. Решение задачи линейного программирования исходя из содержательной постановки задачи

Для нового задания по ЛП, заданному преподавателем, составить математическую модель задачи ЛП и найти ее решение с помощью одного из вычислительных средств на компьютере.

## ОБЩАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Некоторый производственный процесс может вестись в  $p$  различных технологических режимах (способах организации производства, способах обработки, раскроя и т. п.). В рассматриваемом процессе участвуют  $q$  производственных факторов (изделий, ресурсов и т. д.). Пусть  $a_{ik}$  означает объем производства  $k$ -го фактора ( $k = 1, 2, \dots, q$ ), при применении  $i$ -го технологического режима ( $i = 1, 2, \dots, p$ ) с различной единичной интенсивностью. Обозначим через  $b_k$  потребность в  $k$ -м факторе. Обозначим через  $c_i$  оценку результата применения  $i$ -го технологического режима единичной интенсивностью.

Определить производственный план, задаваемый величинами интенсивностей всех технологических способов, суммарная оценка которого будет наилучшей.

## УКАЗАНИЯ

1. Составление математической модели сопроводить подробным описанием: выбор переменных, составление ограничений и целевой функции. Здесь необходимо объяснить такие понятия, как «факторы производства» и «технологические способы», в конкретных терминах предложенной задачи.

2. В некоторых случаях выбор переменных задачи не является однозначным и от правильного их выбора зависит простота математической модели.

3. При полученном решении задачи следует проверить выполнение заданных ограничений и по возможности показать его достоверность.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Постановка задачи ЛП. Когда задача ЛП имеет решение, не имеет решения, имеет бесконечное множество решений?

2. Геометрическое решение задачи ЛП.

3. Поясните порядок геометрического представления решения задачи ЛП в MathCad.

4. Формулировка ТЗ ЛП. В каких случаях ТЗ имеет решение?

5. Как решить задачу ЛП в MathCad?

6. Как решить задачу ЛП в MS Excel?

7. Каким образом можно компактно задать условие ТЗ в MS Excel?

8. Формирование математической модели исходя из содержательной постановки задачи (формирование целевой функции, выбор переменных и ограничений).

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 2

### РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ НЕЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

**Цель работы.** Получить навыки записи и решения задачи распределения мощности в ЭЭС с помощью современных вычислительных средств.

#### ЗАДАНИЕ НА РАБОТУ

Две электрических станции питают общую нагрузку с помощью линий электропередач (рис. 13). При этом для каждой из станций заданы ограничения по генерации активной мощности  $P_{\max}$  и  $P_{\min}$ , расходная характеристика, часовой расход условного топлива в зависимости от мощности генерации станции вида  $V(P) = aP_3 + bP_2 + cP + d$  и стоимость условного топлива  $\Pi$ . Также задано активное сопротивление линии электропередачи  $R$  и номинальное напряжение линии  $U$ . Нагрузка задается почасовым суточным графиком потребления мощности в процентном соотношении от пиковой мощности  $P_H$ . Для упрощения не будем учитывать потоки реактивной мощности и прием уровни напряжения, на котором станции выдают мощность в сеть, равным номинальному напряжению ЛЭП (не учитываем потери в трансформаторах, РУ и т. д.)

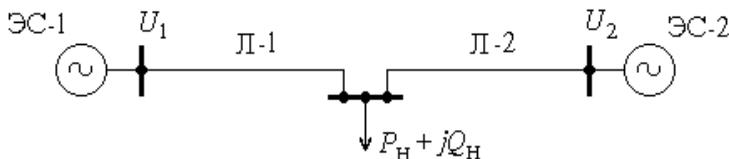


Рис. 13. Схема ЭЭС

На основе выданных преподавателем вариантов данных табл. ПЗ.1 и ПЗ.2 выполнить следующее.

1. Посредством ПВК MathCad вычислить распределение мощности генерации между заданными станциями по критерию минимума расхода топлива ( $B(P) \rightarrow \min$ ) методом равенства относительных топливных приростов ( $\varepsilon(P) = \text{idem}$ ) с учетом и без учета потерь при передаче по ЛЭП.

2. Посредством ПВК MathCad вычислить распределение мощности генерации между заданными станциями по критерию минимума топливных издержек ( $I(P) \rightarrow \min$ ) с учетом и без учета потерь при передаче по ЛЭП.

3. Посредством программы расчетов режимов в 3D получить данные по распределению мощности генерации между станциями для заданного графика нагрузки без учета потерь двумя критериями: минимум расхода топлива и минимум топливных издержек.

## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

В ПВК MathCad необходимо рассчитать распределение мощности генерации между станциями для максимального значения графика нагрузки. Сначала следует ввести исходные данные и вычислить уравнения относительных топливных приростов. Характеристика относительных топливных приростов – первая частная производная расходной характеристики по мощности генерации. Это можно выполнить вручную или с использованием встроенных функций MathCad.

Для распределения мощности между станциями по критерию минимума расхода топлива без учета потерь воспользуемся методом равенства относительных топливных приростов – условием оптимальности работы электростанций. Для этого необходимо составить систему уравнений, которая состоит из уравнения равенства относительных топливных приростов –  $\varepsilon_1(P_1) = \varepsilon_2(P_2)$ , уравнений-ограничений (баланса активной мощности) и уравнений-ограничений по мощности генераторных узлов. Для решения системы уравнений используются функции Given и Find, при некотором задании начального распределения нагрузки между станциями (исходное приближение). Пример выполнения показан в приложении 5.

Для учета потерь необходимо вычислить относительный прирост потерь мощности в сети – первую частную производную от суммарных потерь мощности по мощности генерации каждой электростанции (за

исключением балансирующего узла). Уравнение потерь в ЛЭП выглядит следующим образом:  $\Delta P = P^2 R / U^2$ . Тогда относительный прирост потерь:  $\sigma = 2PR / U^2$ . Для учета потерь необходимо изменить уравнение равенства топливных приростов с учетом того, что узел 2 – балансирующий, на следующее:  $\varepsilon_1(P_1) / (1 - \sigma_1(P_1)) = \varepsilon_2(P_2)$ , а также учесть потери в уравнении баланса мощности. Пример выполнения показан в приложении 5.

Распределение нагрузки между станциями по критерию минимума топливных издержек аналогично критерию, описанному выше. Отличия состоят в том, что используется целевая функция – суммарная функция топливных издержек по системе вида  $f(P_1, P_2) = C_1 B_1(P_1) + C_2 B_2(P_2)$ , и в том, что используется встроенная функция поиска минимума целевой функции с учетом ограничений Minimize. Пример выполнения показан в приложении 5.

В папке «2012-02-06» содержатся файлы программы расчета режима в 3D. Запуск программы осуществляется с помощью файла «start.exe». В открывшемся окне необходимо загрузить расчетную схему: файл – открыть – ЛР 2 распределение нагрузки – открыть. На экране появится модель подстанции с нагрузкой и двумя КЭС, соединенными с нагрузкой посредством линий электропередачи. Для электрических станций необходимо ввести данные расходной характеристики и ограничения по мощности (вкладка «расходная характеристика»). Для ЛЭП необходимо ввести активное сопротивление (окно  $R_{уд}$ ). Для подстанции с нагрузкой необходимо изменять активную нагрузку ( $PQ$  node 2, окно  $P$ ). Перед расчетом необходимо убедиться в том, что введенные вами данные сохранены в соответствующих окнах. Иначе следует повторить набор непринятых данных и после повторного ввода сохранить файл. Для распределения нагрузки необходимо нажать левой кнопкой мыши на пустое поле и далее нажать: расчет – распределить нагрузку. Полученные данные рекомендуется записать в таблицу Excel, где удобно рассчитывать топливные издержки и расход топлива  $C(B(P))$  и  $B(P)$  соответственно.

В данной программе необходимо использовать два критерия. Для критерия минимума расхода топлива во вкладку «расходная характеристика» следует ввести исходную расходную характеристику из табл. 3.1. Для критерия минимума топливных издержек во вкладку «расходная характеристика» следует ввести исходную расходную характеристику, умноженную на цену топлива.

## СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА

1. Исходные данные.
2. Расчеты по распределению мощностей в ПВК MathCad.
3. Данные по распределению мощности генерации между станциями для заданного графика нагрузки, полученные в программе расчетов режимов в 3D по каждому критерию: суточный график генерации каждой из станции, график процентного суточного распределения нагрузки между станциями, график суточного расхода топлива каждой станции, график суточных топливных издержек каждой станции.
4. Выводы по работе

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите не менее шести видов уравнений-ограничений, используемых в задачах оптимизации.
2. С чем связаны уравнения-ограничения по минимальной и максимальной активной мощности для станций?
3. Какие критерии можно использовать при оптимизации режима ЭЭС?
4. Напишите целевую функцию и уравнения-ограничения для заданного варианта (переменные зависимые, независимые). Например, для задачи существует три электрические станции. Мощность каждой станции ограничена техническими условиями  $P_{\min i}$  и  $P_{\max i}$ . Известны удельные затраты на сооружения станции  $k_i(P_i)$  в условных единицах на мегаватт (у.е/МВт), стоимость выработки электроэнергии  $\varphi_i(\text{Э})$  в условных единицах на мегаватт (у.е/МВт · ч), число часов использования станции  $h_i$ . Необходимо определить мощности генерации каждой из станций, с тем чтобы получить минимум суммарных затрат.
5. Какова формулировка задач оптимизации в общем виде?
6. Почему при оптимизации используется метод равенства относительных топливных приростов, а не другие величины, например КПД?
7. Поясните сущность метода оптимизации (равенство относительных приростов).
8. В энергетической системе имеется ряд станций: тепловые, атомные, гидростанции. Охарактеризуйте место каждой из этих станций в графике нагрузки. Какую станцию необходимо разгрузить (нагрузить) при изменении графика нагрузки?

9. В некотором регионе энергетической системы возникает дефицит активной мощности. Какие пути существуют к его покрытию?

10. Как в выполненных задачах по распределению мощностей между станциями учесть потери активной мощности?

11. Какие существуют отличия решений оптимизационных задач нелинейного программирования от линейного?

12. Критериями оптимизации в ЭЭС в широком смысле являются минимум расхода энергоносителя и минимум потерь мощности. Почему невозможно вести оптимизацию одновременно по двум этим критериям?

13. Для двух ТЭС заданы расходные характеристики – зависимость расхода топлива от мощности генерации. Две станции питают одного потребителя. Необходимо уменьшить генерацию мощности на  $\Delta P$ . На какой станции надо снизить генерацию?

14. Найдено некоторое распределение мощности между ТЭС. Как доказать, что данное распределение оптимально при условии равенства издержек на производство электроэнергии на всех станциях?

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 3

### ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА НЕОДНОРОДНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

**Цель работы.** Изучить и сравнить методы снижения потерь мощности в неоднородной электрической сети. Изучить возможность оптимизации режимов работы электрических схем с применением современных программно-вычислительных комплексов.

#### ЗАДАНИЕ НА РАБОТУ

В соответствии с заданием преподавателя для режима и схемы электрической сети разработать комплекс мероприятий по снижению потерь электроэнергии для расчетного периода времени. Рассмотреть организационные и технические мероприятия.

Оформить отчет от группы, содержащий информацию:

- об организационных мероприятиях, применяемых в предложенной к рассмотрению электрической сети на заданную группу режимов;

- о целесообразности установки источников реактивной мощности, применяемых в предложенной к рассмотрению электрической сети на заданную группу режимов;
- сделать выводы.

## ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

При проектировании и эксплуатации энергосистем необходимо учитывать следующие требования: безопасность, экологичность, экономичность, надежность, ремонтпригодность, возможность развития во времени, совместимость функционирования с другими объектами, эстетичность.

Данная работа посвящена повышению экономичности работы электрических сетей. Как известно из курса физики, количественной оценкой экономичности может служить коэффициент полезного действия, определяемый как отношение полезной работы, полученной в результате функционирования объекта, к полной затраченной работе. Для электроэнергетических систем количественных показателей экономичности может быть множество: себестоимость производства электроэнергии, удельный расход топлива при производстве электроэнергии, ежегодная стоимость технического обслуживания объектов и многие другие. Для электрических сетей количественной оценкой экономичности может служить уровень потерь электроэнергии за определенные интервалы времени.

В настоящее время существует две задачи управления режимами работы энергосистем – противоаварийное и оптимизационное. Противоаварийное управление связано с задачами обеспечения допустимости режима как непосредственно при аварийных ситуациях (действия противоаварийной автоматики, оперативные действия диспетчера), так и в режимах, аварии в которых могут привести к тяжелым последствиям (запрет некоторых режимов, ограничения перетоков в нормальных режимах). Оптимизационное управление связано с задачами обеспечения наилучшего режима из допустимых режимов по некоторому критерию (например, снижение потерь электроэнергии, повышение ее качества, повышение надежности работы и т. д.). Очевидно, что приоритетность задач противоаварийного управления выше. Однако и в этих задачах используются оптимизационные мероприятия: эффективность при минимуме отключения нагрузки, оптимальное отключение блоков станций различной структуры (ТЭС, АЭС) и т. д. Здесь же ведется речь

об оптимизации режимов по критерию минимума потерь. Для этих целей необходимо проводить другие мероприятия.

С другой стороны, в силу большой загруженности по перетокам мощности сетей высших классов напряжений (от 220 кВ и выше) линий системообразующих связей очевидно, что противоаварийное управление в данном случае обладает наивысшим приоритетом. Организационные мероприятия по снижению потерь зачастую являются несовместимыми с задачами противоаварийного управления, в первую очередь с обеспечением устойчивости. Технические мероприятия по снижению потерь в системообразующих сетях также должны быть тесно связаны с задачами повышения пропускной способности, так как только в этом случае в силу высокой капиталоемкости технических средств можно ожидать приемлемого срока окупаемости. Таким образом, оптимизационное управление в чистом виде, которое рассматривается в данной работе, можно применять только в распределительных сетях (110 кВ и ниже).

Одна из проблем снижения потерь электроэнергии – это универсальность разработанных мероприятий для всех режимов работы энергосистемы. Всем известно, что математические модели нагрузок составляются и эквивалентируются для характерных режимов работы энергосистем – летнего или зимнего минимума или максимума. Однако этих режимов недостаточно для расчетов снижения потерь, так как перераспределение мощности по сети имеет настолько нелинейный характер, что для режимов минимальных и максимальных нагрузок потери действительно будут снижаться, но для промежуточных режимов они повысятся так, что общий уровень потерь за расчетный период возрастет. Таким образом, выйти из этой ситуации можно двумя путями. Первый – это расчет мероприятий для множества режимов, в том числе и промежуточных между минимумом и максимумом с разработкой эффективных мероприятий в целом. Второй путь – это расчет малого количества режимов с переводением всей совокупности промежуточных режимов в эквивалент, рассчитанный по потерям.

Другой проблемой разработки мероприятий помимо универсальности для различных режимов работы является то, что мероприятия не должны приводить к необоснованной выработке ресурса работы оборудования. Так, например, можно снижать потери электроэнергии регулированием уровней напряжения в узлах энергосистемы путем работы РПН. Однако ресурс работы РПН невелик (примерно 100 000 переключений), поэтому считается, что оптимальное использование ресурса РПН – не более одного-двух переключений в сутки.

Примером может служить выбор мест размыкания. В различных схемах и режимах из условия минимума потерь возможен выбор различных мест размыкания сети, однако это приведет к излишней выработке ресурса выключателей, что также необоснованно.

Еще одна проблема использования мероприятий по снижению потерь – это эффективность разработанных мероприятий в будущем. Во многих случаях прогнозирование режимов работы энергосистемы на длительный промежуток времени связано с неточностью прогноза, что снижает эффективность планируемых мероприятий. Для поиска решения этой задачи рекомендуется разрабатывать мероприятия в следующем порядке:

- мероприятия, выполняемые постоянно (например, раз в декаду), в первую очередь организационные, связанные с оптимизацией схем и режимов работы существующего оборудования, а также проведением рейдов по выявлению и предотвращению хищений и отключению неплатильщиков;

- мероприятия, включаемые в инвестиционную программу на ближайшие 3...5 лет, – быстрокупаемые технические мероприятия, а также большая часть мероприятий по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии;

- мероприятия, включаемые в программу долгосрочного развития, – основная масса технических мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей всех классов напряжения.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях безусловно снижает себестоимость передачи электроэнергии, однако снижать потери полностью нецелесообразно и невозможно.

Невозможно снизить потери полностью из-за протекания физических процессов рассеивания магнитных полей и нагрева проводников в связи с существующей технологией передачи электроэнергии. Например технологический уровень потерь в единой энергосистеме РФ в силу протяженности и климатических условий составляет 7...9 % от отпуска электроэнергии в сеть.

Нецелесообразно снижать потери, так как это связано, с одной стороны, с большим количеством капиталовложений и, с другой стороны, сроком возврата этих капиталовложений – сроком окупаемости. Так, например, экономически нецелесообразно выявлять абсолютно все хищения и неоплаты счетов по электроэнергии, поэтому в тариф изна-

чально заложен небольшой процент неоплаченных счетов – примерно 5 % от отпуска в сеть.

В связи с резким сокращением инвестиций в развитие и техническое перевооружение электрических сетей, в совершенствование систем управления их режимами, с учетом электроэнергии возник ряд негативных тенденций, отрицательно влияющих на уровень потерь в сетях, таких как устаревшее оборудование, физический и моральный износ средств учета электроэнергии, несоответствие установленного оборудования передаваемой мощности.

В последнее время возникает все бóльшая проблема сверхнормативных потерь, связанных с ухудшением качества электроэнергии, в основном из-за наличия высших гармоник тока и асимметрии напряжений. Ухудшается качество главным образом из-за распространения особых электроустановок у потребителей – выпрямителей напряжения, дуговых сталеплавильных печей, тяговых подстанций электропоездов, различных одно- и двухфазных нагрузок и многого другого. Этот фактор учитывается при составлении тарифа для счета на оплату электроэнергии в соответствии с договором на электроснабжение (в нем указываются технические условия на присоединения и диапазоны обеспечения параметров качества электроэнергии) и правилами применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии.

Оптимизация режима работы оборудования подразумевает под собой снижение издержек, связанных с его эксплуатацией. Очевидно, что имеет смысл снижать издержки эксплуатации того оборудования, которое находится непосредственно в вашей собственности. До реформы энергетики собственник большинства оборудования единой энергосистемы в РФ был один – государство. Широко применялись мероприятия по оптимизации и мероприятия, связанные с извлечением системных эффектов, в том числе и как средство снижения потерь. После реформы энергетики количество собственников увеличилось, возникли генерирующие компании (ТГК, ОГК), сетевые компании (ФСК, Холдинг МРСК, РСК), энергосбытовые компании. При этом выработать консолидированные решения по снижению потерь оказалось невозможным вследствие разногласий и различных целей ведения деятельности (например, разная структура потерь для генерирующих и сетевых организаций). Поэтому в каждой организации снижают потери в своей подконтрольной энергосистеме.

Из современной практики известны случаи применения на электростанциях групповых регуляторов активной и реактивной мощности (ГРАРМ) как средства снижения потерь (однако это не главная его функция, их множество). В соответствии с заложенными алгоритмами и ограничениями ГРАРМ распределяет по блокам в режиме on-line активную и реактивную мощности, достигая эффективности производства электроэнергии на станции в целом. Следует отметить, что перспективными разработками являются средства, реализующие мероприятия по снижению потерь в режиме on-line, например, изменяющие режим напряжений в узлах с целью снижения потерь при передаче электроэнергии.

Потери электроэнергии в электрических сетях – важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций.

Технологические потери можно разделить на три составляющие:

- расход электроэнергии на различные нужды при производстве и передаче электроэнергии;
- потери электроэнергии от допустимой погрешности средств учета электроэнергии;
- технические потери, обусловленные физическими процессами передачи, распределения и трансформации электроэнергии (определяются расчетным путем). Технические потери можно разделить на условно-постоянные (потери холостого хода, на корону и т. д.) и на условно-переменные (потери от протекания тока по силовым элементам электрической сети).

Структура коммерческих потерь очень разнообразна. Если технологические потери можно определить расчетным путем на основе составления балансов или по математической модели энергосистемы, то коммерческие потери обычно получают как разность фактических и технологических потерь. Таким образом, в состав коммерческих потерь могут входить потери, связанные с дополнительными погрешностями средств учета электроэнергии, потери от хищения электроэнергии, от неточности снятия показаний при выставлении счета и неравномерности оплаты электроэнергии, от погрешности расчета технологических потерь и других факторов.

В настоящее время на основе отчетных данных для каждой сетевой организации ежегодно обосновывается и рассчитывается норматив потерь, в котором указывается допустимый уровень относитель-

ных потерь. Существует инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений, исходя из которой можно объединить все мероприятия по снижению потерь электроэнергии в три группы:

- организационные мероприятия – мероприятия, обеспечивающие снижение потерь электроэнергии за счет оптимизации схем и режимов работы электрических сетей и электростанций, совершенствования их технического обслуживания;
- технические мероприятия – мероприятия по строительству и реконструкции электрических сетей и электростанций, обеспечивающие снижение потерь электроэнергии;
- мероприятия, направленные на совершенствование системы коммерческого учета электроэнергии с целью обоснованного снижения погрешности счетчиков электроэнергии и устранение несанкционированного потребления электроэнергии.

Некоторые из перечисленных мероприятий принадлежат к так называемой группе с сопутствующим эффектом снижения потерь. Это означает, что применение данного мероприятия не ставит цель снизить потери электроэнергии, так как это связано со значительным сроком окупаемости. Так, например, строительство линии 500 кВ между двумя подстанциями безусловно снизит уровень потерь, если связь между двумя электростанциями осуществлялась на более низком напряжении. Однако стоимость строительства линии совместно с расширением и реконструкцией ОРУ этих подстанций настолько высока, что не приходится рассчитывать на приемлемый срок окупаемости. В таком случае прокладка линии 500 кВ решает системную задачу – повышение пропускной способности, а эффект снижения потерь является сопутствующим.

Следует также отметить, что для службы расчета режимов, работающих с математическими моделями энергосистем, интересны только те мероприятия, которые можно смоделировать. Например, такое мероприятие, как «оптимизация режима по перетокам реактивной мощности и уровням напряжений», напрямую изменяет режим работы электрической сети, и его можно рассчитать путем моделирования источников реактивной мощности и изменения коэффициентов трансформации. С другой стороны, мероприятие «сокращение продолжительности технических мероприятий» не имеет отображения в математической модели режима напрямую.

## МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ

Все мероприятия по снижению потерь электроэнергии можно объединить в три группы:

- организационные мероприятия обеспечивают снижение потерь электроэнергии за счет оптимизации схем и режимов работы электрических сетей и электростанций, совершенствования их технического обслуживания. К ним можно отнести: организационные, изменение топологии электрической сети, оптимизацию мест размыкания сети, распределение нагрузки между секциями шин, отключение трансформаторов в режимах малой загрузки, оптимизацию режима по перетокам реактивной мощности, оптимизацию режимов работы источников реактивной мощности, перевод части генераторов в режим компенсаторов реактивной мощности, оптимизацию режима напряжения в центрах питания;
- технические мероприятия по строительству и реконструкции электрических сетей и электростанций, обеспечивающие снижение потерь электроэнергии. К ним можно отнести: ввод источников реактивной мощности, установку компенсирующих устройств различных типов на подстанциях электрической сети, установку устройств продольной компенсации, замену или реконструкцию оборудования, замену проводов на провода большего сечения, перевод оборудования на более высокое напряжение, замену трансформаторов;
- мероприятия, направленные на совершенствование системы коммерческого учета электроэнергии с целью обоснованного снижения погрешности счетчиков электроэнергии и устранению несанкционированного потребления электроэнергии.

## ОПТИМИЗАЦИЯ ПО $Q$ И РПН В ПО RastrWin

Оптимизация режима по перетоку реактивной мощности и положениям отпаяк РПН является одним из самых эффективных организационных мероприятий по снижению уровня потерь.

Оптимизационные расчеты выполняются в программе расчета установившихся режимов RastrWin. Эта программа используется в различных организациях для расчетов установившихся режимов, в том числе статической устойчивости энергосистем.

Оптимизация режима по реактивной мощности выполняется для выбора модулей напряжения ( $V_{i,r}$ ) в узлах-источниках реактивной мощности (ИРМ) и коэффициентов трансформации ( $K_{i,T}$ ) в трансфор-

маторах, имеющих регулирование под нагрузкой (РПН) или вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ). Обычно эти устройства используют для поддержания напряжений в заданных пределах:

$$V_{i\min} \leq V_i \leq V_{i\max}$$

и уменьшения потерь активной мощности. Решение этой задачи сводится к минимизации целевой функции:

$$\min F = \sum_{ij}^{N_v} \Delta P_{ij} + K_{\text{ш}} \sum_i^N \delta V_i^2,$$

где  $\Delta P_{ij}$  – потери активной мощности в ветви  $i - j$ . Потери могут быть рассчитаны через модули и углы напряжений по концам ветви:

$$\Delta P_{ij} = \left( V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) \right) g_{ij};$$

$g_{ij}$  – активная проводимость ветви  $i - j$ ;  $N_v$  – число ветвей, по которым минимизируются потери. Это могут быть все или только выбранные ветви. Возможна ситуация, когда это число равно нулю, и в этом случае потери не минимизируются;  $\delta V_i$  – нарушение ограничений, равное

$$\delta V_i = \begin{cases} \frac{V_i - V_i^{\max}}{V_i^{\max}}, & \text{если } V_i > V_i^{\max}, \\ 0, & \text{если } V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, \\ \frac{V_i - V_i^{\min}}{V_i^{\min}}, & \text{если } V_i < V_i^{\min}, \end{cases}$$

$K_{\text{ш}}$  – штрафной коэффициент, подбирается эмпирически.

Минимизация этой функции осуществляется изменением модулей напряжений и реактивной мощности в узлах-ИРМ в заданных пределах:

$$Q_{i\Gamma \min} \leq Q_{i\Gamma} \leq Q_{i\Gamma \max},$$

$$V_{iГ \min} \leq V_{iГ} \leq V_{iГ \max};$$

либо изменением коэффициентов трансформации в трансформаторах с ВДТ или РПН в заданных пределах:

$$K_{iT \min} \leq K_{iT} \leq K_{iT \max}.$$

## ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ ТОПОЛОГИИ СЕТИ

Изменение топологии электрической сети также служит средством снижения потерь; происходит вследствие перераспределения потоков мощности по электрической сети. Как было сказано выше, изменение топологии сети можно объединить в три группы мероприятий: отключение трансформаторов при малой нагрузке, размыкание замкнутых контуров и перераспределение нагрузки между секциями шин. Рассмотрим более подробно каждое мероприятие.

Отключение трансформаторов может быть эффективно только в том случае, если в результате отключения какого-либо трансформатора результирующие потери холостого хода снижаются больше, чем повышаются нагрузочные потери. Примером таких ситуаций может быть отключение трансформатора на двухтрансформаторной подстанции в режимах малых нагрузок или отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой.

Пусть существует двухтрансформаторная подстанция с двумя одинаковыми трансформаторами, которая обладает следующими параметрами: потери холостого хода  $P_{xx}$ , МВт, активное сопротивление обмоток  $R$ , Ом, напряжение на шине высокого напряжения трансформатора  $U$ , кВ, переток через обмотки автотрансформаторов (через оба, приведенный к высокой стороне)  $S$ , МВ · А. Тогда можно определить граничный переток  $S_{\text{гран}}$ , который будет разграничивать области, с более низкими потерями с одним включенным трансформатором или с двумя параллельно работающими. Этот переток можно рассчитать:

$$S_{\text{гран}} = \sqrt{\frac{P_{xx} U^2}{R}}.$$

Тогда, если  $S < S_{\text{гран}}$ , то эффективно отключение одного из двух трансформаторов, иначе целесообразно оставить в работе два трансформатора.

Другим мероприятием является размыкание различных замкнутых контуров. При этом размыкание можно выполнить отключением различных элементов: линий, трансформаторов, секционного выключателя подстанции с нагрузкой. В последнем случае размыкание рекомендуется выполнять с распределением нагрузки по секциям.

Распределение нагрузки по секциям рекомендуется выполнить методом покоординатного спуска, т. е. многошаговым расчетом по определению распределения нагрузки по секциям, где в качестве целевой функции выбираются суммарные потери мощности электрической сети.

При размыкании электрической сети необходимо учитывать несколько важных факторов. Первый из них – допустимость длительного существования режима (токовая загрузка оборудования и режим напряжений на шинах подстанций, длительно допустимые отклонения напряжений для 220 кВ и ниже примем  $\pm 5\%$  от номинального напряжения).

Второй немаловажный фактор, который необходимо учитывать при размыкании электрической сети, – надежность электроснабжения.

Третий фактор – обеспечение требований по устойчивости энергосистем.

## **УМЕНЬШЕНИЕ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПУТЕМ УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА**

Снижение перетоков реактивной мощности по элементам электрической сети можно назвать одним из самых эффективных технических мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Обоснованное применение этого мероприятия предполагает ответ на три вопроса: где, сколько и с какими характеристиками устанавливать источники реактивной мощности (ИРМ)?

Выбор мест установки ИРМ является неоднозначной задачей в условиях экономического обоснования. С одной стороны, для максимального снижения перетоков реактивной мощности следует устанавливать компенсирующие устройства на шинах конечных потребителей. Однако полная компенсация реактивной мощности экономически необоснованна, и зачастую лучшим способом является установка данных устройств на шинах некоторых потребителей (самых крупных) и в промежуточных узлах энергосистемы.

Следующая задача – это выбор ступени напряжения. Самое распространенное компенсирующее устройство – это батарея конденсаторов, представляющая собой блок емкостей. Выдача реактивной

мощности в таком случае квадратично зависит от напряжения, что позволяет сделать выбор в пользу более высокого напряжения. С другой стороны, стоимость оборудования на более высоком напряжении выше. Вместе с тем на более высоком напряжении единичные мощности компенсирующих устройств также выше, что не позволяет добиться расчетной мощности устройств. Поскольку реактивная мощность потребляется нагрузкой, питание которой осуществляется на пониженном напряжении, происходит дополнительная загрузка понижающих трансформаторов.

Все сказанное выше позволяет утверждать, что определение мест установки ИРМ является неоднозначной задачей. В данной лабораторной работе эта задача решена упрощенно – места установки ИРМ определены как шины потребителя с максимальной реактивной нагрузкой.

В настоящее время существует множество источников реактивной мощности: батареи статических конденсаторов, синхронные компенсаторы, устройства с подмагничивающими элементами, устройства силовой электроники и так далее. Все они обладают различными диапазонами потребления/выдачи реактивной мощности, стоимостью установки. В настоящей лабораторной работе тип ИРМ для упрощения задачи уже выбран – батарея статических конденсаторов. Рассматриваемым вопросом остается только мощность компенсирующего устройства (КУ).

Расчет мощности компенсирующего устройства рекомендуется вести итерационно методом покоординатного спуска. За первую итерацию можно принять уровень компенсации реактивной нагрузки в 50 %. Далее корректируем мощность КУ с некоторым шагом в сторону увеличения или уменьшения. Успешность шага можно оценить по потерям активной мощности. Если шаги в обоих направлениях неуспешны, то необходимо уменьшить вдвое шаг изменения мощности КУ и еще раз проверить успешность направления изменения мощности КУ.

Помимо проверки успешности шага по снижению потерь активной мощности необходимо контролировать срок окупаемости на каждом шаге. Срок окупаемости может быть определен как, лет,

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{C\Delta W - \alpha K},$$

где  $K$  – затраты на внедрение оборудования, у.е.;  $C$  – себестоимость электроэнергии, о.е/кВт · ч (принимается 0,5 о.е/кВт · ч для всех видов станции);  $\Delta W$  – уровень снижения потерь, рассчитываемый как потери

электроэнергии до и после внедрения мероприятия, кВт · ч;  $\alpha$  – норма суммарных ежегодных затрат, о.е. (принимается 8 % от затрат  $K$ ).

Следует также на каждом шаге оценивать стоимость КУ исходя из обоснованной схемы построения последовательных и параллельных ветвей. Для этого рекомендуется ввести заданный алгоритм расчета, например, в MS Excel. Вначале необходимо задать стандартное значение БСК, выбрав ступень номинального напряжения  $U_{\text{ном.БСК}}$  и мощность одного БСК  $Q_{K1}$ . Далее рассчитываем количество БСК в одной ветви из условий:

$$n = \frac{U_{\text{наиб.раб.узла}}}{1,1U_{\text{ном.БСК}}},$$

$$n = \frac{U_{\text{ном.узла}}}{U_{\text{ном.БСК}}}.$$

Из двух приведенных условий первое – выбор количества конденсаторов исходя из наибольшего рабочего напряжения сети (для 220 кВ – 252 кВ, для 110 кВ – 125 кВ) по отношению к наибольшему рабочему напряжению одного БСК, второе – исходя из номинального напряжения узла и номинального напряжения одного БСК. Округляем до наибольшего целого числа. Требуемое сопротивление шунта, Ом,

$$X_{\text{треб}} = \frac{U_{\text{ном.узла}}^2}{Q_{\text{треб}}}.$$

Сопротивление одного БСК мощностью  $Q_{K1}$  (Мвар, Ом)

$$X_{K1} = \frac{U_{\text{ном.БСК}}^2}{Q_{K1}}.$$

Количество параллельных ветвей определится из условия равенства сопротивления требуемого и стандартизованного с учетом выбора  $n$ :

$$m = \frac{X_{K1}n}{X_{\text{треб}}}.$$

Округляем до ближайшего большего целого. Округленное стандартизованное сопротивление БСК, Ом,

$$X_{\text{ст}} = \frac{X_{\text{К1}} n}{m}.$$

Мощность стандартизованного БСК, Мвар,

$$Q_{\text{ст}} = \frac{U_{\text{ном.БСК}}^2}{X_{\text{ст}}}.$$

Шунт проводимости для расчета в RastrWin, мкСм,

$$Y_{\text{ст}} = \frac{10^6}{X_{\text{ст}}}.$$

На основе расчета режима с шунтом проводимости определяется уровень напряжения в месте установки КУ  $U_1$ , кВ. Длительно допустимый ток для одного БСК, А,

$$I_{\text{К1}} = \frac{Q_{\text{К1}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.БСК}}}.$$

Ток, протекающий по модельному стандартизованному шунту, А,

$$I_{\text{ш}} = \frac{U_{\text{ном.узла}} Y_{\text{ст}}}{\sqrt{3} \cdot 1000}.$$

Для соблюдения допустимости режима по току должно выполняться условие:

$$I_{\text{К1}} m \geq I_{\text{ш}}.$$

Таким образом, итерации прекращаются, если срок окупаемости более пяти лет или шаг изменения мощности не изменяет выбора стандартизованного значения БСК по составу ветвей, или снижение уровня потерь активной мощности между двумя соседними итерациями менее 0,1 МВт. Если срок окупаемости на первой итерации больше пяти лет, то следует изменить начальную итерацию в сторону уменьшения мощности КУ.

## УСТАНОВКА УПК

Другим способом установки КУ является установка его не поперечно, а продольно в рассечку линии. Такой способ установки компенсирующих устройств принято называть устройствами продольной компенсации (УПК). Данное мероприятие по снижению потерь можно обозначить скорее как сопутствующее, поскольку оно в большей степени повышает пропускную способность, чем снижает потери. Сооружение УПК представляет собой сооружение целой подстанции, что является слишком дорогим мероприятием для срока окупаемости в пять лет.

Помимо высокой стоимости сооружения существуют и другие проблемы, связанные с установкой УПК. Из-за снижения индуктивного сопротивления линии повышаются уровни токов КЗ, что может привести к замене коммутирующего оборудования. С другой стороны, возрастают уровни перенапряжений, что может привести к необходимости дополнительной установки ОПН и разрядников. Помимо этого аналогично проблемам установки поперечных КУ существует проблема определения мест установки, количества и типа КУ.

Для упрощения в данной лабораторной работе не будет произведен расчет уровня перенапряжений и токов короткого замыкания. Местом установки УПК рекомендуется выбрать линию с наибольшим отношением индуктивного сопротивления к активному сопротивлению. Принимаем конденсаторы номинальным напряжением 10 кВ любой мощности. Рекомендуется рассматривать в качестве установки конденсаторы с одинаковыми номинальными параметрами.

Оптимальное значение мощности УПК следует выбирать итерационно методом покоординатного спуска. Расчет ведется аналогично выбору мощности поперечных КУ. В результате будет получено расчетное сопротивление УПК  $X_{УПК\ p}$ , Ом, и расчетный ток в линии с установленным УПК  $I_{ЛЭП}$ . Далее необходимо определить параметры БСК, которые будут установлены в рассечку линии. Строго говоря, можно поставить БСК с любыми параметрами на любое номинальное напряжение для линии любого класса напряжения. Необходимо лишь соблюсти два условия: ограничения по номинальному току и номинальному напряжению (падение напряжения на конкретном УПК не выше номинального напряжения). Это достигается выбором числа и схемы соединения БСК для фазы – число последовательных  $n$  и параллельных  $m$  соединений. Так, зададим любое конкретное

значение БСК с параметрами  $Q_{K1}$  и  $U_{K1}$ . Тогда номинальный ток одного БСК

$$I_{K1} = \frac{Q_{K1}}{\sqrt{3} \cdot U_{K1}}.$$

Число параллельных соединений

$$m = \frac{I_{ЛЭП}}{I_{K1}},$$

после чего  $n$  округляется до ближайшего большего целого числа. Далее рассчитываем сопротивление одного БСК:

$$X_{K1} = \frac{U_{K1}^2}{Q_{K1}}$$

и определяется число последовательно соединенных БСК  $n$  при условии, что все БСК одинаковы из уравнения:

$$\frac{X_{K1}n}{m} = X_{УПК\ p},$$

после этого  $m$  округляется до ближайшего большего целого числа. Далее проверяем выполнение ограничений по току и напряжению, при необходимости уточняем количество соединений  $n$  и  $m$  и рассчитываем действительное сопротивление УПК:

$$X_{УПК\ д} = \frac{X_{K1}n}{m}.$$

В итоге необходимо поставить  $n \times m$  БСК. Далее рассчитываются затраты по приведенному выше алгоритму. Кроме того, на каждой итерации надо рассчитать стандартизованное значение УПК и оценить стоимость на основе выбора схемы УПК.

Для расчета нагрузочных потерь в настоящей лабораторной работе рекомендуется использовать ПВК RastrWin. Эта программа в своей последней версии позволяет вести расчет установившихся режимов, оптимизировать режимы, рассчитывать токи КЗ, определять предельные перетоки по условию статической устойчивости, графически отображать схемы электрической сети, и это далеко не все способности предложенной программы.

Для исследования свойств электроэнергетической системы необходимо составить ее математическую модель – задать информацию по нагрузочным и генерирующим узлам и связям между приведенными узлами. В лабораторной работе уже составлена схема замещения по узлам и связям в файле режима .rg2. Кроме этого существуют графическое отображение составленной схемы с соответствующим названием схемы и расширением .grf и заданные сечения в файле с расширением .sch. После получения исходных данных от преподавателя необходимо сопоставить заданную информацию по узлам и ветвям сети с загруженной в файлах. Для загрузки файлов следует открыть ПК RastrWin и нажать вкладку Файл – Загрузить и в строке «тип файлов» указать группу с необходимым расширением. Далее надо выбрать необходимый файл, и при успешной загрузке появится сообщение во всплывающей таблице протоколов.

Рассмотрим далее каждую из необходимых для данной работы вкладок. Информацию по узлам нужно ввести во вкладке Открыть – Узлы – Узлы. Пример такой таблицы приведен на рис. 14, для добавления или удаления строк необходимо в соответствующей таблице в свободном поле нажать правой кнопкой мыши и выбрать действие в появившемся меню. В таблице Узлы:

Тип – тип узла; база – балансирующий узел, нагр – нагрузочный узел, ген – генерирующий узел;

Номер – номер узла согласно схеме;

Название – название узла (заполнение этого столбца не обязательно);

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение узла;

Район – номер района энергосистемы для определения некоторых показателей по обозначенным узлам (например, потери);

$P_{\text{н}}$  – активная мощность нагрузки, МВт;

$Q_{\text{н}}$  – реактивная мощность нагрузки, Мвар;

$P_{\text{г}}$ ,  $Q_{\text{г}}$  – мощности генерации генераторных и балансирующих узлов. Данная вкладка для балансирующего узла не заполняется, это следствие расчета программы. Для генераторного узла такие поля заполняются на основе схемы замещения;

$V_{\text{зд}}$  – заданный уровень напряжения генераторных и балансирующих узлов, который необходимо поддерживать посредством изменения уровня генерации реактивной мощности в пределах от  $Q_{\text{min}}$  до  $Q_{\text{max}}$ ;

$Q_{\text{min}}$ ,  $Q_{\text{max}}$  – смотрите  $V_{\text{зд}}$ ;

$V_{ш}$  – реактивная проводимость шунта на землю, мкСм, положительное значение означает индуктивный характер, отрицательное – емкостный;

$U_{min}$ ,  $U_{max}$  – диапазоны регулирования напряжения, кВ; при выходе модуля напряжения из введенного диапазона в данном узле происходит выделение данного узла цветом (синий – пониженное напряжение, красный – повышенное);

$V$  – модуль напряжения узла, определяется программой после расчета режима;

$\Delta$  – электрический угол, определяется программой после расчета режима.

Узлы																			
Q	S	Тип	Номер	Название	U_ном	с_район	R_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	V_ш	V	Delta	'а'ион
1		База	1	ГЭС-220	220	1			71.5	36.8	230						230		
2		Ген	2	ГЭС-110	110	1			90	8.6	115		80				115	0.8	
3		Нагр	3	Нагрузка 3	220	1	90	40									223.25	-2.12	
4		Нагр	4	Нагрузка 4	110	1	30	20									110.48	-2.47	
5		Нагр	5	Нагрузка 5 с1	10	1	12	7									9.66	-6.84	
6		Нагр	6	Нагрузка 5 с2	10	1	10	5									9.66	-6.84	
7		Нагр	7	Нагрузка 7	10	1	5	3									9.54	-12.18	
8		Нагр	8	Нагрузка 8	10	1	5	3									9.54	-12.18	
9		Ген	9	Нагрузка 9	10	1	5	3		14.4	10		25				10	-15.05	

Рис. 14. Пример заполнения вкладки «узлы»

Далее рассмотрим таблицу ветвей (открыть – ветви – ветви) (рис. 15):

O – отметка о выделении, необходима для сервисных функций (например, для выделения связи для эквивалентирования);

S – состояние элемента (выключен, включен с начала, включен с конца);

Тип – тип связи (линия или трансформатор), заполняется автоматически программой после расчета режима;

$N_{нач}$  – начальный узел соединения;

$N_{кон}$  – конечный узел соединения;

Название – выдается программой автоматически;

R, X, B – параметры схемы замещения (R, X – Ом, B – мкСм и с отрицательным знаком для емкостной составляющей);

Kт/г – коэффициент трансформации, вычисляется как напряжение конечного узла к напряжению начального;

$P_{нач}$ ,  $Q_{нач}$  – перетоки мощностей в начале связи, заполняется программой после расчета режима.

Ветви															
№	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	групп	Название	R	X	B	Кт/л	P_нач	Q_нач	Na	
1		ЛЭП	1	3			ГЭС-220 - Нагрузка	5	20	-700		-108	-34		
2		ЛЭП	2	4			ГЭС-110 - Нагрузка	7	15			-53	-11		
3		Тр-р	1	2			ГЭС-220 - ГЭС-110	1.5	20		0.5	37	-3		
4		Тр-р	3	4			Нагрузка 3 - Нагруз	1.5	20		0.5	-17	-24		
5		Тр-р	4	5			Нагрузка 4 - Нагруз	11	50		0.091	-19	-6		
6		Тр-р	4	6			Нагрузка 4 - Нагруз	11	50		0.091	-19	-6		
7		ЛЭП	5	6			Нагрузка 5 с1 - Наг	0.01	0.01			1	1		
8		ЛЭП	5	7			Нагрузка 5 с1 - Наг	0.4	1			-8	2		
9		ЛЭП	7	9			Нагрузка 7 - Нагруз	0.4	1			-3	5		
10		ЛЭП	9	8			Нагрузка 9 - Нагруз	0.4	1			3	-6		
11		ЛЭП	8	6			Нагрузка 8 - Нагруз	0.4	1			8	-2		

Рис. 15. Пример заполнения вкладки «ветви»

Для расчета режима необходимо нажать F5 или расчет – режим. При этом в протоколе должно появиться сообщение о контроле исходных данных и то, что расчет установившегося режима закончен (рис. 16) – доклад о сходимости расчета.



Рис. 16. Пример сообщений о сходящемся расчете

Далее рассмотрим реализацию оценки допустимости режимов по току и напряжению. Допустимость режима напряжений можно оценить по таблице Узлы. В соответствующих столбцах рекомендуется записать допустимые диапазоны отклонения напряжений, что позволит программе наглядно выделять узлы с повышенными или пониженными значениями напряжения. При односторонних отключениях ВЛ следует также оценивать уровень перенапряжений на отключенном конце ВЛ.

Для оценки токовых перегрузок можно использовать таблицы Токвая загрузка ЛЭП и Токвая загрузка тр-ров во вкладке Открыть – Ветви. В данных таблицах представлены токи в начале и в конце связи (для ЛЭП – в начале и конце ветви, для трансформаторов – токи, приведенные к напряжениям соответствующих сторон). Для ЛЭП необхо-

можно сравнивать с допустимым током наибольшее из значений токов в таблице Токовая загрузка ЛЭП. Для трансформаторов можно использовать любое из значений тока, но помнить, что ограничением для трансформатора является мощность трансформации и что большему току соответствует меньшее напряжение.

Для определения уровня потерь активной мощности следует открыть вкладку Открыть – Районы – Районы. Во вкладке Районы необходимо заполнить столбик №-н (номер района) и район (название района) (рис. 17). Все остальные столбики этой вкладки заполняются автоматически. Потери отображаются в столбце с названием  $D_p$  в МВт. Для обозначения района на схеме необходимо соответствующим узлам схемы присвоить номер района в таблице Узлы.

Районы									
	№-н	Район	№ос	Рген	Рнаг	Dr	Рпотр	Рвн	Тс
1	1	Район 1		161	157	4.6	162	-0	

Рис. 17. Пояснения к расчету потерь активной мощности

Помимо расчета общего уровня потерь существует возможность расчета и отображения потерь по классам напряжения. Для этого необходимо открыть таблицу Потери во вкладке Открыть – Потери, добавить соответствующую ступень напряжения (рис. 18). После расчета режима в строке соответствующей ступени напряжения происходит заполнение строк таблицы.

Потери													
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Ген_ЛЭ	Q_XX_тр	dQ_Ш-нт
1	10	0.87	0.87					2.18	2.18				
2	110	2.3	1.57	0.73				6.69	3.37	3.32			
3	220	1.43	1.36	0.06				-29.65	5.45	0.86	-35.96		

Рис. 18. Представление потерь по классам напряжения

В ПВК RastrWin заложена возможность графического отображения расчетных схем. Для открытия отображения схемы необходимо открыть вкладку Открыть – Графика. Пример графического отображения приведен на рис. 19. Подробнее о редактировании графических схем изложено во вкладке Help – Справка – ввести запрос «графическое представление».

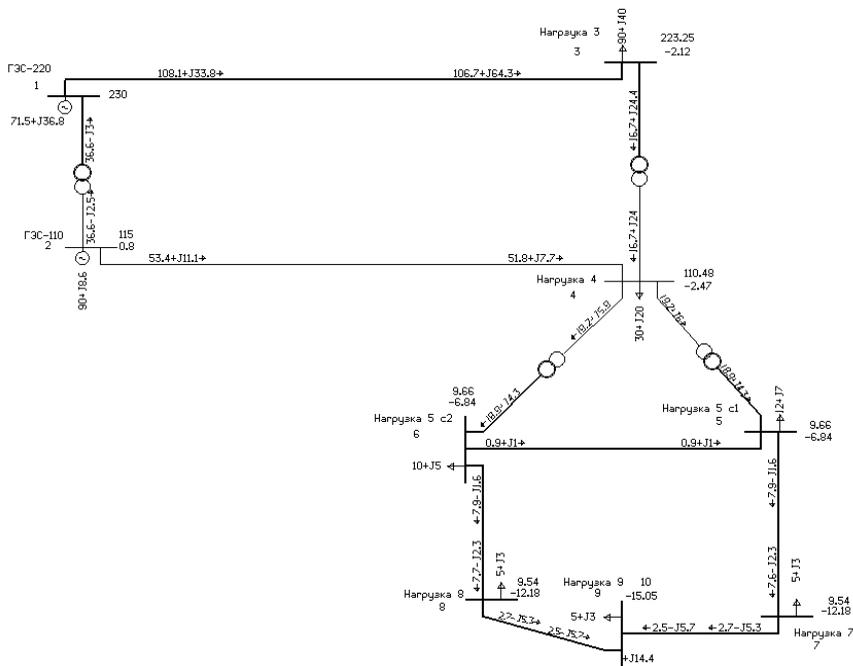


Рис. 19. Графическое представление расчетной схемы

Для расчета пропускной способности в настоящей лабораторной работе мы будем использовать критерий сходимости расчетов установившихся режимов – возможность заданного увеличения перетока мощности (утяжеление) по заданной группе связей (сечение) путем увеличения генерации, с одной стороны, и пропорционального увеличения нагрузки – с другой стороны.

Сечения представляют собой группу связей, при отключении которых полностью теряется электрическое соединение между разделенными частями энергосистемы. В настоящей лабораторной работе сечения уже заданы. Для просмотра сечений необходимо открыть вкладку Открыть – Сечения – Сечения.

Далее рассмотрим возможности утяжеления. Сначала необходимо задать траекторию утяжеления – приращение генерации и нагрузки на каждом шаге последовательных расчетов установившихся режимов. Предел находится методом, сходным с методом половинного деления при программировании. Совершается расчет установившегося режима:

если он сходящийся, то увеличивается переток по заданной траектории утяжеления; если группа шагов утяжеления является расходящейся, то шаг утяжеления уменьшается до тех пор, пока не станет меньше заданной величины. Переток, полученный при последнем сходящемся шаге утяжеления, считается предельным. В лабораторной работе траектория утяжеления уже задана.

В заключение рассмотрим возможности оптимизации режима. Для каждого узла, в котором расположены источники реактивной мощности, необходимо указать диапазоны регулирования этой мощности. Помимо этого для каждого узла следует указать диапазоны допустимого уровня напряжений.

Для моделирования изменения коэффициентов трансформации необходимо заполнить таблицу «анцапфы» во вкладке Открыть – Оптимизация – Анцапфы. В таблице «анцапфы» (рис. 20):

$N_{bd}$  – номер типа регулирования трансформатора в базе данных;

ЕИ – единицы измерения шага отпаяк (% или кВ). Если это поле не заполнено, предполагаются %, если в это поле занести любой символ, отличный от % и пробела, будут предполагаться кВ;

+ – – порядок нумерации анцапф: «+» – анцапфы нумеруются, начиная от максимальной положительной добавки, «-» – от максимальной отрицательной (по умолчанию задается «+»);

Тип – тип регулирования. По умолчанию добавка напряжения осуществляется к напряжению  $V_{reg}$ ;

Кнейтр – число анцапф в нейтральном положении (с нулевой добавкой), по умолчанию 1;

$V_{nr}$  – напряжение нерегулируемой ступени;

$V_{reg}$  – напряжение регулируемой ступени;

$N_{anc}$  – число анцапф с шагом, заданным в следующей колонке;

Шаг – величина шага (% или кВ в зависимости от поля ЕИ). Порядок следования пар  $N_{anc}$  – Шаг – от наибольшего минуса к наибольшему плюсу.

Анцапфы																
	$N_{bd}$	Названия	ЕИ	+/-	Тип	ней	$V_{nr}$	$V_{reg}$	$N_{anc}$	Шаг	$N_{anc}$	Шаг	$N_{anc}$	Шаг	$N_{anc}$	Шаг
1	1		%	+	РПН	1	230	121	8	-1.4	8	1.4				
2	2		%	+	РПН	1	121	11	9	-1.78	9	1.78				

Рис. 20. Пример заполнения таблицы анцапфы

На рис. 20 для первой строчки показана модель трансформатора с РПН 230/121  $\pm 1,4\%$ , анцапфе с номером 1 соответствует положение  $+8 \pm 1,4\%$ , в нейтральном положении одна анцапфа.

При моделировании работы энергосистемы рекомендуется следующее: схема замещения трансформатора приводится к высокому напряжению, емкостная проводимость на землю для линии указывается в микросименсах (мкСм), напряжение на зажимах электрической станции принимается на 5% выше номинального (115,5 кВ для 110 кВ). Секционный выключатель моделируется включением линии между двумя секциями с малым сопротивлением ( $0.01 + j0.01$  Ом). Моделировать УПК можно созданием двух дополнительных узлов в расщелке линии со связью в виде ВЛ между дополнительными узлами с отрицательным индуктивным сопротивлением. Моделирование КУ в виде БСК должно выполняться введением шунта в соответствующий узел в микросименсах с отрицательной проводимостью. Проводимость шунта можно рассчитать исходя из табличных параметров БСК.

## РЕКОМЕНДАЦИИ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТЫ

Оптимизацию режима рекомендуется начать с организационных мероприятий. Для каждого из предложенных режимов следует обосновать применение или неприменение каждого из описанных выше мероприятий. При применении каждого мероприятия (шага) необходимо выполнять оптимизацию режима по реактивной мощности и напряжению.

Для удобства все данные по рассматриваемым организационным мероприятиям рекомендуется заносить в табл. 1. Расчет необходимо начать с расчета потерь и предела по статической устойчивости для исходной схемы. Затем нужно выполнить оптимизацию по реактивной мощности и напряжению, введя при этом информацию по анцапфам схемы. При этом оптимизированный режим рекомендуется сохранить в отдельный файл режима (.rg2). Благодаря встроенной функции оптимизации в RastWin будем считать, что при нажатии соответствующей кнопки в программе происходят оптимизация режимов работы существующих ИРМ и выбор оптимальных отпаек РПН с оптимизацией уровней напряжения в центрах питания. Перевод отключенных генераторов на ГЭС в режим синхронных компенсаторов имеет смысл только при исчерпании возможности регулирования ИРМ в близлежащем районе ГЭС.

**Пример удобного расположения данных по организационным мероприятиям**

Вид мероприятия	Потери по классам напряжения			$dP_{\text{сум}},$ МВт	Предел, МВт	Примечание
	10	110	220			

После этого необходимо рассмотреть изменение топологии сети в качестве средства снижения потерь. Вначале следует оценить возможность отключения трансформаторов для двутрансформаторных подстанций. Далее надо рассматривать возможные размыкания сетей и отключения различных элементов с этой целью. При каждом размыкании нужно оценивать режим по допустимости и надежности. Места размыкания сети необходимо обосновывать. После проведения каждого шага следует проводить оптимизацию  $Q/V$ . В таблицу надо заносить информацию по каждому применяемому размыканию, даже по неуспешным, но только для конечных итераций. Рекомендуется сохранять успешные конечные шаги (итерации) в отдельный файл режима. Для односторонних отключений ВЛ нужно принимать отключение с той стороны, при котором общие потери ниже, при этом контролировать напряжение на отключенном конце ВЛ. ВЛ отключается с одной стороны для реализации мер по охранному напряжению (защита от хищений линии). Размыкания сети следует начинать со стороны более низкого класса напряжения. Даже если на конкретном шаге немного повышаются потери, значит, направление исчерпано и шаг признается неуспешным. Распределять нагрузку следует таким образом: вначале активную, потом реактивную, затем повторить распределение, начиная опять с активной, чтобы сохранить приемлемый коэффициент мощности. Нельзя оставлять на шинах высокий уровень реактивной нагрузки при малой активной нагрузке. Коэффициент реактивной мощности на шине не должен превышать 0,6.

При размыкании нагрузки необходимо создавать дополнительную секцию, соединенную со второй с помощью ВЛ малого сопротивления ( $0,01 + j0,01$  Ом). Это надо для того чтобы проверить, что вы не изменяете уровень потерь при внесении дополнительного узла с нулевой нагрузкой. Далее нагрузка по секциям распределяется равномерно и разрывается связь между секциями. Поиск оптимального распределения нагрузки осуществляется методом покоординатного спуска. При

внесении изменения в схему необходимо также проверять адекватность расчета перетока по сечению.

После расчета одного периода надо сформулировать выводы по каждому периоду. Всего три периода, следовательно, три итоговых решения. Следует выбрать универсальные мероприятия, которые наиболее снижают потери в общем для четырех режимов. Это решение нужно принять в качестве исходной схемы для проверки эффективности технических мероприятий по снижению потерь. Для удобства все итерационные расчеты можно свести в табл. 2.

Таблица 2

**Пример удобного расположения данных по техническим мероприятиям**

Мощность КУ, Мвар	Потери по классам напряжения			$dP_{сум}$ , МВт	K, у.е.	Срок окупаемости, лет	Предел	Примечание
	10	110	220					

Далее необходимо оценить эффективность установки КУ в виде БСК (поперечное включение) или УПК (продольное включение). Установку УПК или КУ надо оценивать отдельно друг от друга для исходной схемы (после организационных мероприятий). Для точной оценки срока окупаемости и стоимости оборудования следует для каждой итерации обосновывать состав ветвей и их количество. Для этого рекомендуется приведенный выше алгоритм обоснования состава устройств ввести в MS Excel.

Первую итерацию для расчета КУ следует начать с половинной компенсации мощности нагрузки. В любом режиме и расчетном периоде не допускается перекомпенсация мощности нагрузки. Размещение, мощность и состав КУ необходимо обосновать с учетом всей совокупности расчетных периодов.

Местом установки УПК может быть ВЛ с наибольшим реактивным сопротивлением или линия, у которой наибольший переток реактивной мощности. УПК устанавливается в рассечку ВЛ посередине. Нельзя допускать компенсации реактивного сопротивления ВЛ более чем наполовину. Аналогично КУ необходимо обосновывать стоимость УПК на основе принятой структуры. Следует подбирать стандартизованное сопротивление УПК как можно ближе к расчетному.

## ВОПРОСЫ К ЗАЩИТЕ

1. Какие мероприятия применяют в электрических сетях для снижения потерь активной мощности? Какие технические средства при этом используются?
2. Какие существуют способы снижения потерь активной мощности в неоднородных электрических сетях? Какие технические средства при этом используются?
3. На перераспределение потоков какой мощности в большей степени влияет продольное и поперечное регулирование напряжения в неоднородных электрических сетях?
4. Можно ли снизить потери мощности простым отключением линии 110 кВ в рассматриваемой вами схеме? Аргументируйте ответ.
5. При каких условиях потери в неоднородной сети будут минимальными?
6. Какие ограничения следует учитывать при оптимизации режима электрической сети?
7. Поясните способ поиска оптимального режима неоднородной электрической сети.
8. Поясните суть метода оптимизации режима электрической сети с помощью метода покоординатного спуска.
9. Поясните способ нахождения оптимального значения мощности компенсирующего устройства и устройства продольной компенсации.
10. Какие проблемы вы видите при разработке мероприятий по снижению потерь электроэнергии?
11. Поясните выводы, сделанные вами в лабораторной работе.
12. Что необходимо учитывать при размыкании электрической сети?
13. Как оценить пропускную способность электрической сети по заданному сечению?
14. Каким образом моделируются рассмотренные вами технические устройства для снижения потерь электроэнергии?
15. Приведите примеры оптимизации режимов работы энергосистем в настоящем.
16. Что необходимо учитывать при обосновании применения УПК или КУ в электрических сетях?
17. Какова структура потерь в электрических сетях?
18. Охарактеризуйте место решения задач по снижению потерь в энергосистемах в общей структуре задач по управлению режимами работы энергосистем.
19. Как вы представляете себе схему соединения выбранного вами КУ или УПК? Аргументируйте ответ.

---

---

## РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА «ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ В ЭЭС»

---

---

### Дано

1. Эквивалентная схема электроэнергетической системы (рис. 21) с заданным напряжением  $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ .

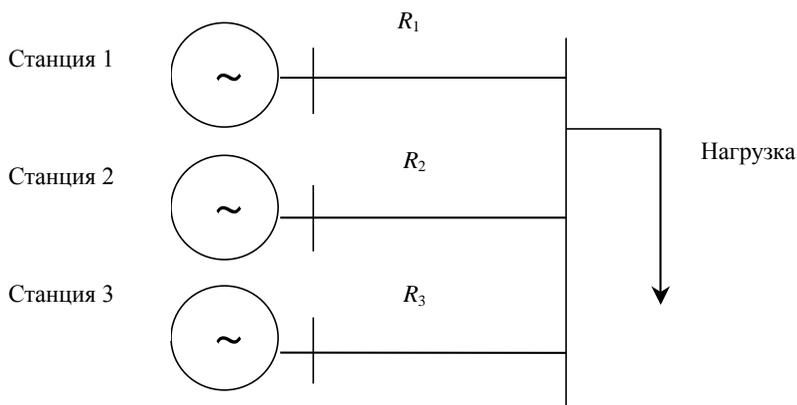


Рис. 21. Эквивалентная схема ЭЭС

2. Прогноз графика нагрузки системы (табл. П1.4).
3. Прогноз графика загрузки станций системы (табл. П1.4).
4. Характеристики системы топливоснабжения (табл. П1.1),

$$B(P) = a_0 + a_1P + a_2P^2 + a_3P^3 .$$

5. Изменение цен топлива ( $\text{Ц}_B$ ) и стоимости мощности на станциях ( $T = T_0 + 0.001a_2P^2$ ) (табл. П1.2).

Необходимо:

1) составить оптимальный план поставок топлива станции и скорректировать его с учетом неопределенности;

2) оптимизировать план загрузки станций по активной мощности, выбрав и обосновав критерий оптимизации. При выборе критерия надо исследовать необходимость учета распределения потерь мощность в сетях; цен топлива; изменения тарифа на мощность; одновременного учета всех этих составляющих;

3) оценить эффект от оптимизации режима ЭЭС.

### Методические указания

1. Составление оптимального плана поставок топлива на станции и его корректировка.

1.1. Составить план на основе табл. П1.1.

Необходимо:

- дать математическую постановку задачи;
- привести результат решения в виде схемы или таблицы с указанием запасов топлива на базах, потребностей станций и объемов перевозок.

1.2. Скорректировать план с учетом неопределенности и на основе результатов п. 1.1. В случае мягкой зимы потребности в топливе составляют 80 % от заданных суммарных потребностей в топливе при средней зиме, а в случае суровой зимы – 120 %. При превышении плана закупок топлива: при мягкой зиме цена топлива возрастает на 5 %, при средней – на 10 %, при суровой – на 35 %.

Необходимо:

- составить платежную матрицу на основе примечания к табл. П1.1;
- найти оптимальные решения с учетом неопределенности по критериям Вальда, Лапласа и Гурвица;
- определить окончательную стратегию закупок топлива на станциях; скорректировать план топливопоставок, приняв, что запасы топливных баз изменились пропорционально изменившимся потребностям станций.

1.3. На основе п. 1.1 определить годовые издержки системы на топливо и удельные издержки топлива для каждой станции.

2. Оптимизация плана загрузки станций по активной мощности.

Необходимо дать математическую постановку задачи (выбрать критерий, переменные, ограничения) и получить условия оптимальности для следующих случаев.

2.1. Распределить активную нагрузку между станциями без учета потерь мощности в сети при одинаковой цене топлива на всех станциях (средней по системе) и стоимостях, не зависящих от мощности станции.

2.2. Распределить активную нагрузку между станциями с учетом различной цены топлива на станциях. Цены принять равными удельным издержкам, полученным в п. 1.3.

2.3. Распределить активную нагрузку между станциями при переменной стоимости мощности на станциях. Зависимость изменения тарифа от мощности задана в виде полинома.

2.4. Оценить влияние учета потерь мощности в сети на результаты пп. 2.1–2.3. Потери мощности в сети определить упрощенно по номинальному напряжению сети.

3. Оценить эффект от оптимизации по различным критериям, сравнивая результат с исходным режимом, приведенным в табл. П1.4, и с наиболее полным критерием. Эффект показать на примере плана загрузки одной из станций и прибыли энергетической системы. Сделать вывод о целесообразности применения каждого из критериев.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Филиппова Т.А.* Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 355 с.
2. *Оптимизация* в электроэнергетических системах: учеб.-метод. пособие / Ю.М. Сидоркин, В.В. Медведков, А.В. Лыкин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 51 с.
3. *Вентцель Е.С.* Исследование операций. – М.: Советское радио, 1972. – 552 с.
4. *Электрические системы.* Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов сетей / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1973. – 320 с.
5. *Электрические системы и сети* в примерах и иллюстрациях: учеб. пособие для вузов / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, В.В. Ежков и др.; под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 504 с.
6. *Лыкин А.В.* MathCad в задачах электроэнергетики. учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. – 86 с.
7. *Арзамасцев Д.А.* АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д.А. Арзамасцев, П.И. Барталомей, А.М. Холян – М.: Высшая школа, 1983. – 208 с.
8. *Гамм А.З.* Методы расчета нормальных режимов электроэнергетических систем на ЭВМ: учеб. пособие / А.З. Гамм; Иркутский политехн. ин-т. – Иркутск, 1972. – 186 с.
9. *Идельчик В.И.* Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

Таблица П1.1

#### Информация по запасам, заявкам и ценам по перевозке топлива на станции

Номер варианта	Запас на базах, т у.т.			Потребность на станциях, т у.т.			Цена за перевозку, у.е.								
	1	2	3	1	2	3	1-1	1-2	1-3	2-1	2-2	2-3	3-1	3-2	3-3
1	4519	2876	4930	4262	2848	5215	6,12	6,1	6,14	8,11	8,12	8,1	7,18	7,19	7,17
2	4131	2629	4506	2502	3689	5075	6,75	7,1	7,14	8,3	8,6	8,4	6,18	6,19	6,17
3	4563	2904	4978	4016	3096	5333	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
4	4811	3061	5248	4315	3417	5388	9,27	9,3	9,4	8,11	8,12	8,1	7,28	7,17	7,27
5	4279	2723	4668	3865	3148	4657	7,3	7,1	7,14	8,2	8,32	8,1	6,38	6,19	6,17
6	4707	2995	5135	5136	4333	3368	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
7	3905	2485	4260	4062	3326	3262	9,12	9,1	9,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
8	4151	2642	4529	3677	2565	5080	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
9	4092	2604	4464	3656	2483	5021	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
10	4102	2610	4474	3664	2489	5033	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
11	4413	2809	4815	4265	2973	4799	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17

Номер варианта	Запас на базах, т у.т.			Потребность на станциях, т у.т.			Цена за перевозку, у.е.								
	1	2	3	1	2	3	1-1	1-2	1-3	2-1	2-2	2-3	3-1	3-2	3-3
12	4102	2610	4474	3664	2489	5033	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
13	4014	2554	4379	3189	3336	4422	9,15	9,2	9,4	8,11	8,12	8,1	8,18	8,29	8,3
14	4079	2596	4450	3660	2480	4985	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
15	4119	2620	4493	3670	2493	5069	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
16	4358	2773	4753	3778	2847	5259	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
17	4237	2696	4622	3536	3083	4936	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
18	4090	2603	4462	3666	2489	5000	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
19	4151	2642	4529	3677	2565	5080	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
20	4131	2629	4506	2502	3689	5075	6,75	7,1	7,14	8,3	8,6	8,4	6,18	6,19	6,17
21	4102	2610	4474	3664	2489	5033	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
22	4279	2723	4668	3865	3148	4657	7,3	7,1	7,14	8,2	8,32	8,1	6,38	6,19	6,17
23	4092	2604	4464	3656	2483	5021	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17
24	4079	2596	4450	3660	2480	4985	7,12	7,1	7,14	8,11	8,12	8,1	6,18	6,19	6,17

## Расходные характеристики станций

Номер варианта	Коэффициенты расходных характеристик станций														
	Станция 1					Станция 2					Станция 3				
	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3 \cdot 10^{-7}$	$T_0$	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3 \cdot 10^{-7}$	$T_0$	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3 \cdot 10^{-7}$	$T_0$
1	350	0,015	0,00012	1,6	55,8	230	0,023	0,00015	2,5	57,5	420	0,016	0,00017	1,8	55,5
2	200	0,04	0,00012	1,6	55,8	300	0,036	0,00015	2,5	57,5	400	0,02	0,00017	1,8	55,5
3	330	0,02	0,00012	1,6	55,8	250	0,03	0,00015	2,5	57,5	420	0,01	0,00017	1,8	55,5
4	350	0,04	0,00012	1,6	55,8	270	0,03	0,00015	2,5	57,5	430	0,02	0,00017	1,8	56,5
5	310	0,02	0,00022	1,6	55,8	250	0,03	0,00025	2,5	57,5	370	0,01	0,00027	1,8	55,5
6	420	0,02	0,00012	1,6	55,8	350	0,03	0,00015	2,5	57,5	270	0,01	0,00017	1,8	55,5
7	330	0,03	0,00012	1,6	55,8	260	0,05	0,00013	2,5	57,5	250	0,02	0,00017	1,8	55,5
8	300	0,03	0,00017	1,6	55,8	200	0,05	0,00019	2,5	57,5	400	0,02	0,00015	1,8	55,5
9	300	0,02	0,00012	1,6	55,8	200	0,03	0,00015	2,5	57,5	400	0,01	0,00017	1,8	55,5
10	320	0,02	0,00015	1,6	55,8	190	0,03	0,00019	2,5	57,5	370	0,01	0,00017	1,8	55,5
11	350	0,03	0,00012	1,6	55,8	240	0,04	0,00015	2,5	57,5	380	0,02	0,00017	1,8	55,5
12	300	0,02	0,00012	1,6	55,8	200	0,03	0,00015	2,5	57,5	400	0,01	0,00017	1,8	55,5
13	260	0,02	0,00012	1,6	55,8	270	0,03	0,00015	2,5	57,5	350	0,01	0,00017	1,8	55,5

Номер вари- анта	Коэффициенты расходных характеристик станций														
	Станция 1					Станция 2					Станция 3				
	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3 \cdot 10^{-7}$	$T_0$	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3 \cdot 10^{-7}$	$T_0$	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3 \cdot 10^{-7}$	$T_0$
14	300	0,02	0,00012	1,6	55,8	200	0,03	0,00015	2,5	57,5	400	0,01	0,00017	1,8	55,5
15	300	0,03	0,00012	1,6	55,8	200	0,04	0,00015	2,5	57,5	400	0,03	0,00017	1,8	55,5
16	310	0,02	0,00012	1,6	55,8	230	0,03	0,00015	2,5	57,5	420	0,01	0,00017	1,8	55,5
17	290	0,02	0,00012	1,6	55,8	250	0,03	0,00015	2,5	57,5	390	0,01	0,00017	1,8	55,5
18	300	0,02	0,00012	1,6	55,8	200	0,03	0,00015	2,5	57,5	400	0,01	0,00017	1,8	55,5
19	300	0,03	0,00017	1,6	55,8	200	0,05	0,00019	2,5	57,5	400	0,02	0,00015	1,8	55,5
20	200	0,04	0,00012	1,6	55,8	300	0,036	0,00015	2,5	57,5	400	0,02	0,00017	1,8	55,5
21	300	0,02	0,00012	1,6	55,8	200	0,03	0,00015	2,5	57,5	400	0,01	0,00017	1,8	55,5
22	310	0,02	0,00022	1,6	55,8	250	0,03	0,00025	2,5	57,5	370	0,01	0,00027	1,8	55,5
23	300	0,02	0,00012	1,6	55,8	200	0,03	0,00015	2,5	57,5	400	0,01	0,00017	1,8	55,5
24	300	0,02	0,00012	1,6	55,8	200	0,03	0,00015	2,5	57,5	400	0,01	0,00017	1,8	55,5

Таблица П1.3

## Исходные данные по конфигурации сети и составе нагрузок

Номер варианта	Активные сопротивления связи станций и нагрузки, Ом			Станция 1			Станция 2			Станция 3		
	Ст1-Н	Ст2-Н	Ст3-Н	$P_{\min}$	$P_{\max}$	$\text{tg } \varphi$	$P_{\min}$	$P_{\max}$	$\text{tg } \varphi$	$P_{\min}$	$P_{\max}$	$\text{tg } \varphi$
1	8	5	7	50	200	0,35	20	150	0,33	50	200	0,35
2	9	5	7	50	200	0,35	20	130	0,34	50	200	0,33
3	8	4	6	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
4	9	6	10	50	200	0,35	20	150	0,34	50	200	0,35
5	8	9	7	50	200	0,35	20	130	0,34	50	200	0,35
6	8	5	9	50	200	0,33	20	130	0,34	50	200	0,35
7	6	8	7	50	200	0,34	20	170	0,33	50	200	0,35
8	9	4	7	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
9	9	4	7	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
10	8	4	7	50	200	0,35	20	130	0,33	50	200	0,34
11	9	10	7	50	200	0,33	20	130	0,35	50	200	0,35
12	9	8	12	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
13	9	8	7	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
14	9	10	12	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35

Номер варианта	Активные сопротивления связи станций и нагрузки, Ом			Станция 1			Станция 2			Станция 3		
	Ст1-Н	Ст2-Н	Ст3-Н	$P_{\min}$	$P_{\max}$	$\text{tg } \varphi$	$P_{\min}$	$P_{\max}$	$\text{tg } \varphi$	$P_{\min}$	$P_{\max}$	$\text{tg } \varphi$
15	9	6	7	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
16	8	6	7	50	200	0,34	20	130	0,35	50	200	0,33
17	9	6	7	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
18	8	5	7	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
19	9	4	7	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
20	9	5	7	50	200	0,35	20	130	0,34	50	200	0,33
21	9	8	12	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
22	8	9	7	50	200	0,35	20	130	0,34	50	200	0,35
23	9	4	7	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35
24	9	10	12	50	200	0,35	20	130	0,35	50	200	0,35

Таблица П1.4

**Информация по загрузке станций по активной мощности в исходном режиме и по нагрузке системы**

Номер варианта	Активная мощность нагрузки системы, МВт			Загрузка станций по активной мощности в исходном режиме, МВт								
				Станция 1			Станция 2			Станция 3		
	1-4	5-8	9-12	1-4	5-8	9-12	1-4	5-8	9-12	1-4	5-8	9-12
1	315	270	333	120	95	140	90	70	110	140	135	120
2	360	306	333	130	110	140	90	60	100	180	170	130
3	333	306	351	100	90	130	110	60	100	160	190	160
4	378	333	369	140	120	130	110	120	140	170	130	140
5	333	315	351	150	130	150	115	80	100	105	140	140
6	333	306	351	140	130	150	110	90	120	110	120	120
7	423	333	378	150	110	150	130	120	130	190	140	140
8	351	306	360	100	90	130	110	80	120	180	170	150
9	315	270	333	100	90	130	90	60	100	160	150	140
10	315	270	333	100	90	130	100	60	100	150	150	140
11	315	270	333	100	90	130	90	60	100	160	150	140
12	351	270	333	120	90	130	100	60	100	170	150	140
13	360	270	333	130	90	130	110	60	100	160	150	140

Номер варианта	Активная мощность нагрузки системы, МВт			Загрузка станций по активной мощности в исходном режиме, МВт								
				Станция 1			Станция 2			Станция 3		
	1-4	5-8	9-12	1-4	5-8	9-12	1-4	5-8	9-12	1-4	5-8	9-12
14	288	270	333	110	90	130	85	60	100	125	150	140
15	333	270	333	110	90	130	90	60	100	170	150	140
16	324	270	333	105	90	130	97	60	100	158	150	140
17	315	270	333	100	90	130	90	60	100	170	150	160
18	333	270	324	120	90	130	90	70	100	160	140	130
19	351	306	360	100	90	130	110	80	120	180	170	150
20	360	306	333	130	110	140	90	60	100	180	170	130
21	351	270	333	120	90	130	100	60	100	170	150	140
22	333	315	351	150	130	150	115	80	100	105	140	140
23	315	270	333	100	90	130	90	60	100	160	150	140
24	288	270	333	110	90	130	85	60	100	125	150	140

**ДАННЫЕ ВАРИАНТОВ ПО ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЕ № 1  
(ЗАДАНИЕ 4)**

**Вариант 1**

Предприятие может работать по одному из пяти технологических процессов, причем количество единиц выпускаемой продукции по разным технологическим процессам за 1 ч соответственно равно 300, 250, 320, 400 и 450 шт. В процессе производства учитываются следующие производственные факторы: сырье, электроэнергия, зарплата и накладные расходы.

Затраты соответствующих факторов (у.е.) при работе по разным технологическим процессам в течение 1 ч указаны в таблице.

Производственные факторы	Номера технологических процессов					
	1	2	3	4	5	Ресурсы
Сырье	12	15	10	12	11	1300
Энергоэнергия	0,2	0,1	0,2	0,25	0,3	30
Зарплата	3	4	5	4	2	400
Накладные расходы	6	5	4	6	4	800

В последней графе таблицы указаны ресурсы, которыми располагает предприятие по каждому из производственных факторов.

Найти программу максимального выпуска продукции, если общее время для выполнения заказа на продукцию равно 110 ч.

**Вариант 2**

Предприятие может выпускать продукцию по трем технологически отработанным способам производства. Одновременно может быть использован только один способ производства. При этом за 1 ч по первому способу производства оно выпускает 20 ед. продукции, по второму – 25 ед. и по 3-му – 30 ед. продукции.

Количество производственных факторов, расходуемых за час при различных способах производства, и располагаемые ресурсы этих факторов представлены в таблице.

Способ производства	Факторы					
	Сырье	Станочный парк	Рабочая сила	Энергия	Транспорт	Прочие расходы
1	2	3	7	2	1	4
2	1	4	3	1	0	2
3	3	2	4	3	1	1
Располагаемые ресурсы факторов	60	80	70	50	40	50

Спланировать работу предприятия из условия получения максимума продукции, если известно, что общее время работы предприятия составляет 20 ч.

### Вариант 3

Предприятие располагает ресурсами сырья, рабочей силы и оборудованием, необходимыми для производства любого из четырех видов произвольных товаров.

Известны затраты ( $A$ ) на изготовление единицы данного вида товара, прибыль ( $c$ ), а также запасы ресурсов ( $b$ ).

Вид ресурса	Вид товара				Объем ресурсов
	1	2	3	4	
Сырье, кг	3	5	2	4	60
Рабочая сила, ч	22	14	18	30	400
Оборудование, станко-часы	10	14	8	16	128
Прибыль на единицу товара, у.е.	30	25	56	48	

1. Какой ассортимент товара надо выпускать, чтобы прибыль была максимальной?

2. Определить оптимальный ассортимент при дополнительном условии: первого товара выпустить не более 5 ед., второго не менее 8 ед., а третьего и четвертого – в отношении 1:2.

3. Определить изменение в оптимальном ассортименте, найденном в первом условии, если ресурсы сырья увеличены на 50 %, а ресурсы рабочей силы и оборудования – на 30 %.

#### Вариант 4

Предприятие может работать по одному из пяти технологических процессов, причем количество единиц выпускаемой продукции по разным технологическим процессам за 1 ч соответственно равно 400, 350, 420, 500 и 650 шт. В процессе производства учитываются следующие производственные факторы: сырье, электроэнергия, зарплата и накладные расходы.

Затраты соответствующих факторов (у.е.) при работе по разным технологическим процессам в течение 1 часа указаны в таблице.

Производственные факторы	Номера технологических процессов					
	1	2	3	4	5	Ресурсы
Сырье	14	16	11	13	12	1500
Энергоэнергия	0,4	0,5	0,1	0,3	0,6	60
Зарплата	4	5	6	7	8	500
Накладные расходы	4	6	6	3	5	800

В последней графе таблицы указаны ресурсы, которыми располагает предприятие по каждому из производственных факторов.

Найти программу максимального выпуска продукции, если общее время для выполнения заказа на продукцию равно 72 ч.

#### Вариант 5

Предприятие может выпускать продукцию по трем технологически отработанным способам производства. Одновременно может быть использован только один способ производства. При этом за 1 ч по первому способу производства оно выпускает 20 ед. продукции, по второму – 25 ед. и по 3-му – 30 ед. продукции.

Количество производственных факторов, расходуемых за час при различных способах производства, и располагаемые ресурсы этих факторов представлены в таблице.

Способ производства	Факторы					
	Сырье	Станочный парк	Рабочая сила	Энергия	Транспорт	Прочие расходы
1	2	3	7	2	1	4
2	1	4	3	1	0	2
3	3	2	4	3	1	1
Располагаемые ресурсы факторов	60	80	70	50	40	50

Спланировать работу предприятия из условия получения максимума продукции, если известно, что общее время работы предприятия составляет 20 ч.

### Вариант 6

Предприятие располагает ресурсами сырья, рабочей силы и оборудованием, необходимыми для производства любого из четырех видов произвольных товаров.

Известны затраты ( $A$ ) на изготовление единицы данного вида товара, прибыль ( $c$ ), а также запасы ресурсов ( $b$ ).

Вид ресурса	Вид товара				Объем ресурсов
	1	2	3	4	
Сырье, кг	2	4	3	5	100
Рабочая сила, ч	20	24	28	34	300
Оборудование, станко-часы	14	12	10	18	200
Прибыль на единицу товара, у.е.	40	35	32	42	

1. Какой ассортимент товара надо выпускать, чтобы прибыль была максимальной?

2. Определить оптимальный ассортимент при дополнительном условии: первого товара выпустить не более 6 ед., второго не менее 8 ед., а третьего и четвертого – в отношении 1:2.

3. Определить изменение в оптимальном ассортименте, найденном в первом условии, если ресурсы сырья увеличены на 50 %, а ресурсы рабочей силы и оборудования – на 30 %.

### Вариант 7

Предприятие может работать по одному из пяти технологических процессов, причем количество единиц выпускаемой продукции по разным технологическим процессам за 1 ч соответственно равно 42, 35, 47, 50 и 65 шт. В процессе производства учитываются следующие производственные факторы: сырье, электроэнергия, зарплата и накладные расходы.

Затраты соответствующих факторов (у.е.) при работе по разным технологическим процессам в течение 1 ч указаны в таблице.

Производственные факторы	Номера технологических процессов					
	1	2	3	4	5	Ресурсы
Сырье	10	11	18	16	15	1400
Энергоэнергия	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	50
Зарплата	6	5	3	2	7	600
Накладные расходы	5	6	7	8	4	800

В последней графе таблицы указаны ресурсы, которыми располагает предприятие по каждому из производственных факторов.

Найти программу максимального выпуска продукции, если общее время для выполнения заказа на продукцию равно 90 ч.

### Вариант 8

Предприятие может выпускать продукцию по трем технологически отработанным способам производства. Одновременно может быть использован только один способ производства. При этом за 1 ч по первому способу производства оно выпускает 60 ед. продукции, по второму – 85 ед. и по третьему – 100 ед. продукции.

Количество производственных факторов, расходуемых за час при различных способах производства, и располагаемые ресурсы этих факторов представлены в таблице.

Способ производства	Факторы					
	Сырье	Станочный парк	Рабочая сила	Энергия	Транспорт	Прочие расходы
1	4	5	6	7	3	8
2	3	7	2	1	2	0
3	2	6	9	3	5	2
Располагаемые ресурсы факторов	50	110	130	80	90	70

Спланировать работу предприятия из условия получения максимума продукции, если известно, что общее время работы предприятия составляет 16 ч.

### Вариант 9

Предприятие располагает ресурсами сырья, рабочей силы и оборудованием, необходимыми для производства любого из четырех видов произвольных товаров.

Известны затраты ( $A$ ) на изготовление единицы данного вида товара, прибыль ( $c$ ), а также запасы ресурсов ( $b$ ).

Вид ресурса	Вид товара				Объем ресурсов
	1	2	3	4	
Сырье, кг	4	5	3	2	200
Рабочая сила, ч	30	34	48	24	600
Оборудование, станко-часы	11	17	12	19	300
Прибыль на единицу товара, у.е.	80	35	72	92	

1. Какой ассортимент товара надо выпускать, чтобы прибыль была максимальной?

2. Определить оптимальный ассортимент при дополнительном условии: первого товара выпустить не более 6 ед., второго – не менее 8 ед., а третьего и четвертого – в отношении 1:2.

3. Определить изменение в оптимальном ассортименте, найденном в первом условии, если ресурсы сырья увеличены на 50 %, а ресурсы рабочей силы и оборудования – на 30 %.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ № 2

Таблица ПЗ.1

Данные по энергосистеме

Номер варианта	Номер станции	$R_n$ , Ом	$P_{max}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт	$a \cdot 10^3$ , т у.т./МВт <sup>3</sup>	$b$ , т у.т./МВт <sup>2</sup>	$c$ , т у.т./МВт	$d$ , т у.т.	$\zeta$ , у.е/т у.т.	$U$ , кВ	Номер графика	$P_{нагр}$
1	Ст 1	6	90	10	1,6	0,4	10	150	10	110	1	100
	Ст 2	10	90	5	1,3	0,5	21	300	5,9	110		
2	Ст 1	15	150	30	1,9	0,5	17	200	14	110	2	175
	Ст 2	7	120	20	1,3	0,4	8	265	21	110		
3	Ст 1	9	70	15	1,4	0,7	20	400	13	110	3	90
	Ст 2	12	40	8	1,2	0,8	12	320	9	110		
4	Ст 1	21	50	10	1,1	0,9	15	150	14	110	4	85
	Ст 2	14	40	4	1,0	0,6	9	230	12	110		
5	Ст 1	17	90	15	2,1	0,4	21	560	24	110	5	120
	Ст 2	10	60	15	1,3	0,5	9	480	22	110		
6	Ст 1	8	110	25	1,7	0,47	5	110	9	110	6	150
	Ст 2	5	60	20	1,4	0,53	14	205	11	110		
7	Ст 1	4	45	5	1,6	0,71	36	300	17	110	7	75
	Ст 2	7	50	8	1,1	0,89	19	190	16	110		
8	Ст 1	11	30	5	1,8	0,41	18	230	15	110	8	80
	Ст 2	7	50	10	1,6	0,52	6	145	14	110		
9	Ст 1	17	85	15	1,3	0,7	11	67	19	110	1	135
	Ст 2	9	55	10	1,5	0,93	26	150	21	110		
10	Ст 1	11	30	5	0,9	0,56	16	90	4,5	110	2	60
	Ст 2	6	40	4,5	1,2	0,42	13	160	6,8	110		
11	Ст 1	19	40	5	1,5	0,17	17	240	18	110	3	100
	Ст 2	15	70	20	1,3	0,23	9	175	17	110		
12	Ст 1	19	46	9	1,7	0,43	10	230	10	110	4	91
	Ст 2	8	58	13	1,4	0,58	21	115	7	110		

Окончание табл. ПЗ.1

Но- мер вари- анта	Номер стан- ции	$R_n$ , Ом	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\min}$ , МВт	$a \cdot 10^3$ , т у.т./МВт <sup>3</sup>	$b$ , т у.т./МВт <sup>2</sup>	$c$ , т у.т./МВт	$d$ , т у.т.	$\rho$ , у.е/т у.т.	$U$ , кВ	Но- мер гра- фика	$P_{\text{нагр}}$
13	Ст 1	5,5	43	2,5	1,7	0,67	17	620	8	110	5	87
	Ст 2	9	62	6	1,7	0,71	9	520	12	110		
14	Ст 1	6,2	30	3	1,2	0,5	20	320	13	110	6	95
	Ст 2	9,9	70	21	1,6	0,6	12	390	10	110		
15	Ст 1	4,6	60	10	1,9	0,33	21	240	14	110	7	110
	Ст 2	8,6	60	10	1,3	0,47	9	170	10	110		
16	Ст 1	6,8	70	20	1,9	0,87	21	310	24	110	8	125
	Ст 2	4,3	59	9	1,3	0,73	14	290	20	110		
17	Ст 1	6,1	60	10	1,7	0,62	21	150	9	110	1	105
	Ст 2	10	90	15	1,5	0,81	14	260	13	110		
18	Ст 1	8,7	90	25	1,4	0,43	36	157	17	110	2	145
	Ст 2	6,9	90	15	1,6	0,29	25	285	15	110		
19	Ст 1	14	30	5	1,8	0,29	18	310	13	110	4	100
	Ст 2	8,9	90	17	1,3	0,38	6	420	15	110		
20	Ст 1	7,5	100	20	1,2	0,5	11	180	14	110	5	137
	Ст 2	5	60	10	0,8	0,65	26	290	17	110		
21	Ст 1	2,5	150	35	0,91	0,96	25	300	6	110	6	160
	Ст 2	3,4	50	10	1	1,3	10	200	6,7	110		
22	Ст 1	19	75	5	0,95	0,49	17	170	19	110	7	115
	Ст 2	14	65	20	1,33	0,62	9	300	15	110		
23	Ст 1	2,1	150	40	1,6	0,36	11	500	11	110	8	190
	Ст 2	1,1	120	15	1,4	0,21	23	390	19	110		

**Примечание.** Вид расходной характеристики задается уравнением  $B(P) = aP^3 + bP^2 + cP + d$ .

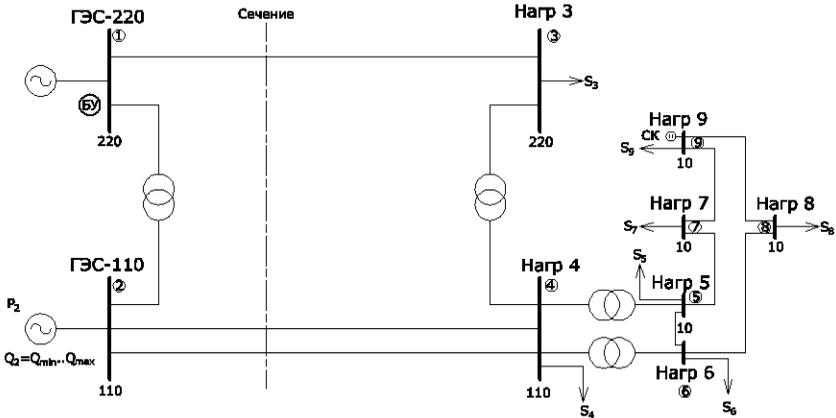
Таблица ПЗ.2

**Почасовой график нагрузки**

Время	Номер варианта графика нагрузки							
	1	2	3	4	5	6	7	8
0:00	45	33	45	33	58	37	41	45
1:00	42	34	34	31	50	33	38	34
2:00	43	30	30	36	45	30	32	33
3:00	44	35	30	39	44	34	34	36
4:00	47	37	36	45	46	34	37	45
5:00	53	45	56	60	52	44	39	60
6:00	73	67	78	74	68	52	47	74
7:00	90	76	100	75	80	56	59	75
8:00	100	80	100	72	86	54	86	86
9:00	100	70	96	62	84	50	95	84
10:00	92	68	90	55	80	47	100	80
11:00	91	69	80	50	72	45	98	72
12:00	93	70	70	47	66	43	99	66
13:00	88	68	66	46	65	42	84	84
14:00	87	69	66	45	66	40	78	78
15:00	92	70	66	45	67	41	74	74
16:00	95	68	65	46	70	44	81	81
17:00	100	70	64	48	86	48	85	85
18:00	98	75	72	54	100	55	89	89
19:00	97	80	83	62	98	65	97	83
20:00	96	80	85	65	95	65	100	85
21:00	88	70	80	64	80	60	87	80
22:00	78	48	65	49	68	52	70	65
23:00	58	34	53	35	63	41	55	53

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ № 3

Вариант 1



Исходная схема энергорайона

Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	3	АС-400	1	100
2	4	АС-240	2	58
6	8	АС-120	1	4
8	9	АС-120	1	3
5	7	АС-120	1	3
7	9	АС-120	1	4

Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ·А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	2	Автотрансформатор	1	125	220/110
3	4	Автотрансформатор	1	125	220/110

Окончание таблицы

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ·А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
4	6	Двухобмоточный	1	40	110/10
4	5	Двухобмоточный	1	40	110/10

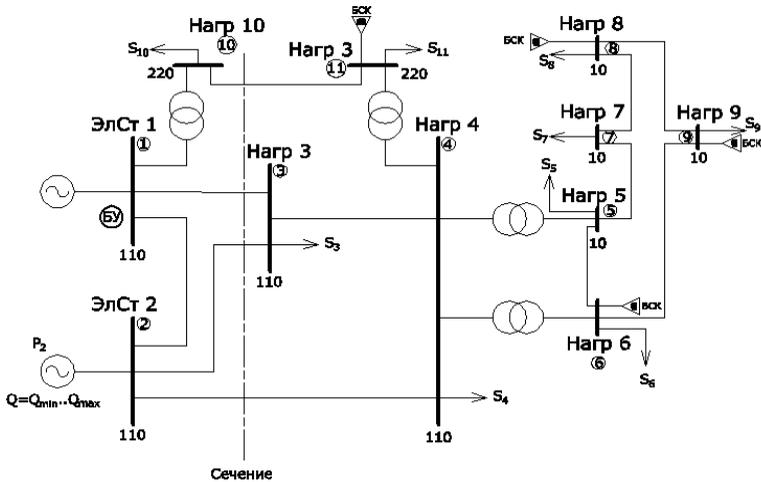
**Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1**

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	120	0...180	Электростанция
3	Нагрузка	200	70	
4	Нагрузка	80	40	
5	Нагрузка	12	7	5 и 6 являются секциями одной шины
6	Нагрузка	10	5	
7	Нагрузка	3	2	
8	Нагрузка	5	3	
9	Нагрузка	2	1	
9	Генерация	0	0...10	КУ в виде СК, $U = 9,7$ кВ

**Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2**

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	150	0...180	Электростанция
3	Нагрузка	160	55	
4	Нагрузка	120	50	
5	Нагрузка	14	9	5 и 6 являются секциями одной шины
6	Нагрузка	12	8	
7	Нагрузка	3	2	
8	Нагрузка	0	0	
9	Нагрузка	2	1	
9	Генерация	0	0...10	КУ в виде СК, $U = 9,7$ кВ

## Вариант 2



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
10	11	АС-240	1	50
1	2	АС-150	1	30
2	3	АС-150	1	21
1	3	АС-150	1	35
3	4	АС-150	1	10
2	4	АС-150	1	25

**Примечание.** Для ВЛ 10 кВ принять исходные данные, введенные в файле режима.

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	10	Автотрансформатор	2	125	220/110
11	4	Автотрансформатор	2	125	220/110

Окончание таблицы

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
4	6	Двухобмоточный	1	40	110/10
4	5	Двухобмоточный	1	40	110/10

**Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1**

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	100	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	70	35	
4	Нагрузка	35	20	
4	Генерация	0	–10...25	КУ в виде БСК $U = 220$ кВ
5	Нагрузка	5	3	5 и 6 секции одной шины
6	Нагрузка	5	2,5	
6	Генерация	0	2,4	КУ в виде БСК
7	Нагрузка	2	2	
8	Нагрузка	2	2	
8	Генерация	0	2	КУ в виде БСК
9	Нагрузка	3	2	
9	Генерация	0	2	КУ в виде БСК

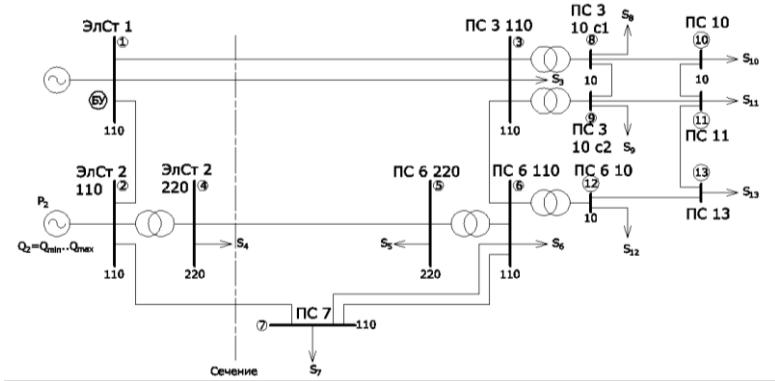
**Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2**

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	150	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	100	50	
4	Нагрузка	45	25	
4	Генерация	0	–10...25	КУ в виде БСК $U = 220$ кВ
5	Нагрузка	5	3	5 и 6 секции одной шины
6	Нагрузка	5	2,5	
6	Генерация	0	2,4	КУ в виде БСК

Окончание таблицы

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
7	Нагрузка	2	2	
8	Нагрузка	2	2	
8	Генерация	0	2	КУ в виде БСК
9	Нагрузка	3	2	
9	Генерация	0	2	КУ в виде БСК

### Вариант 3



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	3	АС-150	2	70
1	2	АС-185	1	50
4	5	АС-400	1	100
2	7	АС-185	1	40
6	7	АС-240	2	70
8	10	АС-95	1	4
9	11	АС-95	1	3
10	11	АС-70	1	5
12	13	АС-120	1	7
11	13	АС-120	1	2,5
3	6	АС-185	1	60

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
2	4	Автотрансформатор	1	125	220/110
5	6	Автотрансформатор	1	125	220/110
3	8	Двухобмоточный	1	40	110/10
3	9	Двухобмоточный	1	40	110/10
6	12	Двухобмоточный	1	40	110/10

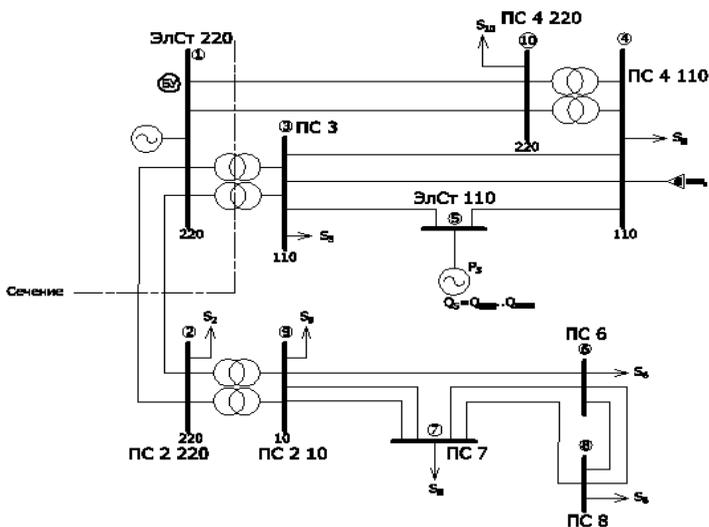
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	100	–60...150	Электростанция
3	Нагрузка	20	10	
4	Нагрузка	50	25	
5	Нагрузка	25	15	
6	Нагрузка	20	10	
7	Нагрузка	100	50	
8	Нагрузка	6	3	
9	Нагрузка	5	3	
10	Нагрузка	3	1	
11	Нагрузка	2	1	
13	Нагрузка	1	0,5	

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	80	–60...150	Электростанция
3	Нагрузка	20	10	
4	Нагрузка	30	15	
5	Нагрузка	70	30	
6	Нагрузка	25	10	
7	Нагрузка	50	25	
8	Нагрузка	6	3	
9	Нагрузка	5	3	
10	Нагрузка	3	1	
11	Нагрузка	2	1	
13	Нагрузка	1	0,5	

### Вариант 4



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение про- вода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	2	АС-300	2	105
1	10	АС-300	2	60
3	4	АС-150	2	55
3	5	АС-185	1	35
5	4	АС-185	1	20
9	7	АС-95	2	7
7	6	АС-95	1	5
6	8	АС-95	2	4,5
8	7	АС-120	1	12
9	6	АС-120	1	8

### Исходные данные по трансформаторам

Началь- ная точка	Конеч- ная точка	Тип транс- форматора	Количество трансформа- торов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	3	Автотранс- форматор	2	125	220/110
4	10	Автотранс- форматор	2	63	220/110
2	9	Двухобмоточный	2	40	110/10

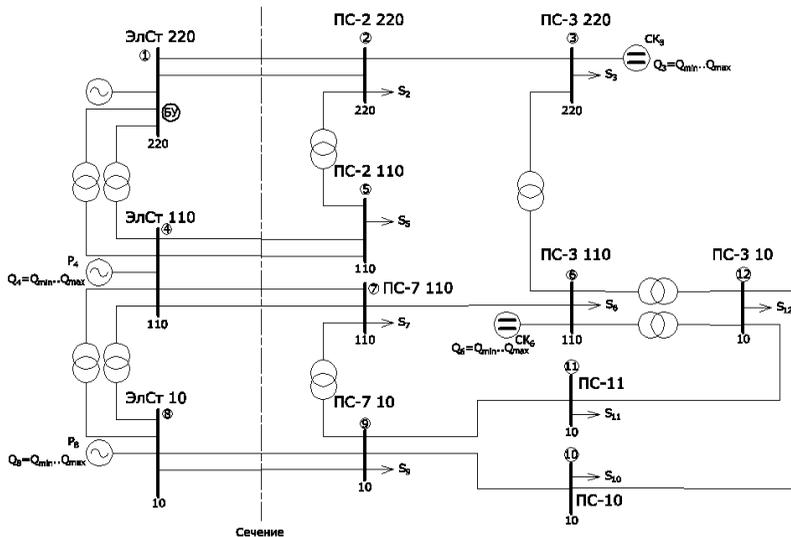
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/ генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	200	70	
3	Нагрузка	90	40	
4	Нагрузка	150	80	
4	Генерация	0	40	КУ в виде БСК
5	Генерация	140	–100...200	
6	Нагрузка	4	2	
7	Нагрузка	4	2	
8	Нагрузка	4	2	
9	Нагрузка	20	10	
10	Нагрузки	50	20	

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	170	60	
3	Нагрузка	110	40	
4	Нагрузка	120	40	
4	Генерация	0	40	КУ в виде БСК
5	Генерация	230	–100...200	
6	Нагрузка	4	2	
7	Нагрузка	4	2	
8	Нагрузка	4	2	
9	Нагрузка	20	10	
10	Нагрузки	50	20	

### Вариант 5



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	2	АС-300	1	70
4	5	АС-240	2	70
2	3	АС-300	1	55
4	7	АС-185	2	15
6	7	АС-240	1	35
8	9	АС-150	2	15
9	10	АС-120	1	7
9	11	АС-120	1	8
10	12	АС-120	1	5
11	12	АС-120	1	5

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	4	Автотрансформатор	2	63	220/110
4	8	Двухобмоточный	2	40	110/10
2	5	Автотрансформатор	1	125	220/110
7	9	Двухобмоточный	1	25	110/10
3	6	Автотрансформатор	1	125	220/110
6	12	Двухобмоточный	2	25	110/10

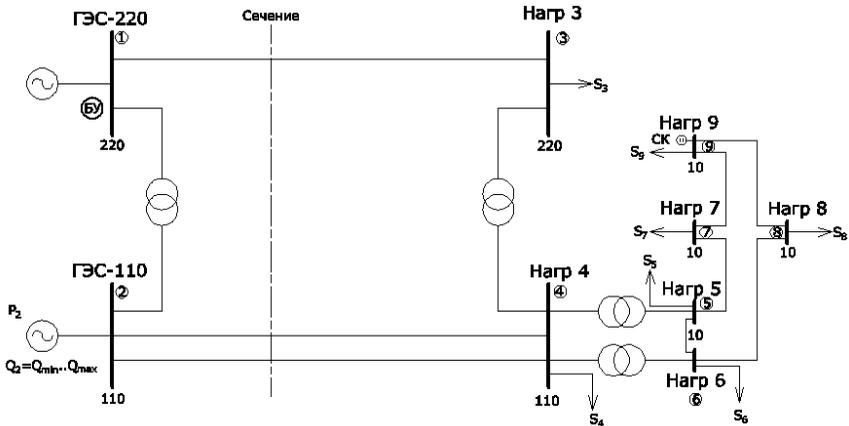
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	100	60	
3	Нагрузка	60	25	
3	Генерация	0	–30...36	КУ в виде СК, $U = 220$ кВ
4	Генерация	150	0...100	
5	Нагрузка	40	30	
6	Нагрузка	40	25	
6	Генерация	0	0..30	КУ в виде СК, $U = 110$ кВ
7	Нагрузка	40	15	
8	Генерация	32	10...47	
9	Нагрузка	15	10	
10	Нагрузка	7	3	
11	Нагрузка	7	3	
12	Нагрузка	10	5	

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	80	40	
3	Нагрузка	50	25	
3	Генерация	0	–30...36	КУ в виде СК, $U = 220$ кВ
4	Генерация	200	0...100	
5	Нагрузка	40	30	
6	Нагрузка	50	25	
7	Нагрузка	70	35	
8	Генерация	50	10...47	
9	Нагрузка	15	10	
10	Нагрузка	7	3	
11	Нагрузка	7	3	
12	Нагрузка	10	5	

## Вариант 6



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	3	АС-400	1	100
2	4	АС-240	2	100
6	8	АС-120	1	4
8	9	АС-120	1	3
5	7	АС-120	1	3
7	9	АС-120	1	4

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	2	Автотрансформатор	1	125	220/110
3	4	Автотрансформатор	1	125	220/110
4	6	Двухобмоточный	1	40	110/10
4	5	Двухобмоточный	1	40	110/10

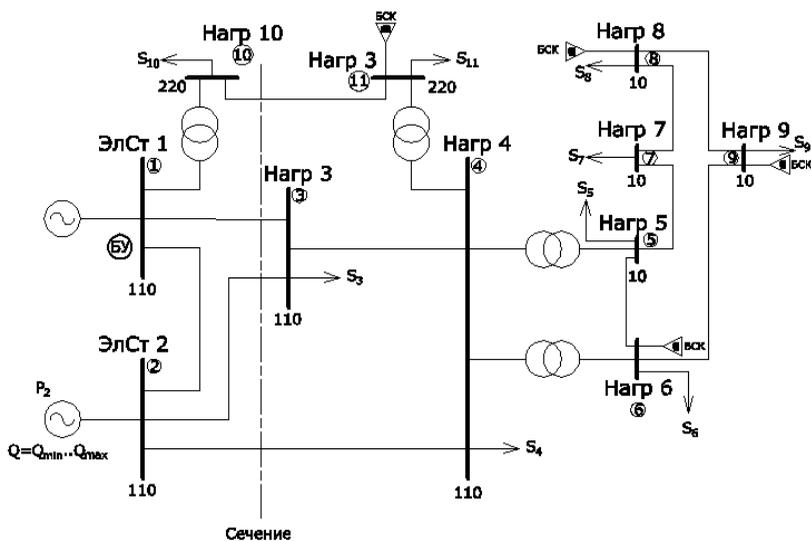
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	120	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	170	70	
4	Нагрузка	80	40	
5	Нагрузка	12	7	5 и 6 являются секциями одной шины
6	Нагрузка	10	5	
7	Нагрузка	3	2	
8	Нагрузка	5	3	
9	Нагрузка	2	1	
9	Генерация	0	0...10	КУ в виде СК, $U = 9,7$ кВ

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	200	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	170	70	
4	Нагрузка	80	40	
5	Нагрузка	12	7	5 и 6 являются секциями одной шины
6	Нагрузка	10	5	
7	Нагрузка	3	2	
8	Нагрузка	5	3	
9	Нагрузка	2	1	
9	Генерация	0	0...10	КУ в виде СК, $U = 9,7$ кВ

## Вариант 7



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
10	11	АС-300	1	60
1	2	АС-150	1	30
2	3	АС-185	1	21
1	3	АС-240	1	35
3	4	АС-150	1	10
2	4	АС-150	1	25

**Примечание.** Для ВЛ 10 кВ принять исходные данные, введенные в файле режима.

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	10	Автотрансформатор	2	125	220/110
11	4	Автотрансформатор	2	125	220/110
4	6	Двухобмоточный	1	40	110/10
4	5	Двухобмоточный	1	40	110/10

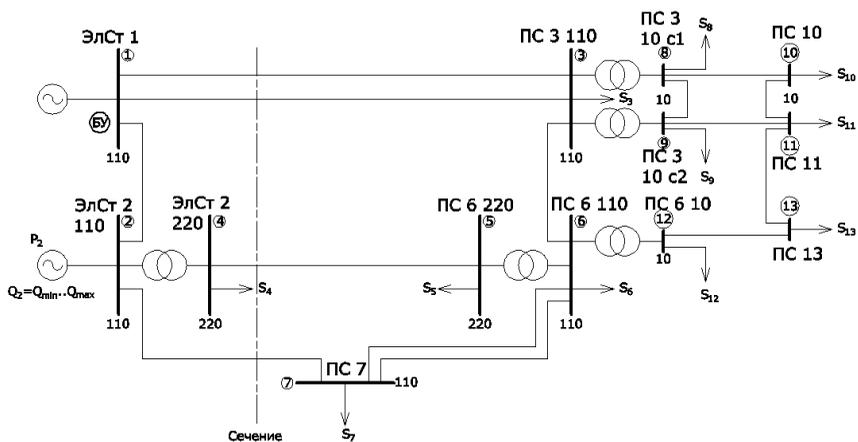
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	150	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	70	35	
4	Нагрузка	50	20	
4	Генерация	0	–10...25	КУ в виде БСК $U = 220$ кВ
5	Нагрузка	5	3	5 и 6 секции одной шины
6	Нагрузка	5	2,5	
6	Генерация	0	2,4	КУ в виде БСК
7	Нагрузка	2	2	
8	Нагрузка	2	2	
8	Генерация	0	2	КУ в виде БСК
9	Нагрузка	3	2	
9	Генерация	0	2	КУ в виде БСК
10	Нагрузка	45	25	
11	Нагрузка	45	25	

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	70	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	50	40	
4	Нагрузка	50	25	
4	Генерация	0	–10...25	КУ в виде БСК $U = 220$ кВ
5	Нагрузка	5	3	5 и 6 секции одной шины
6	Нагрузка	5	2,5	
6	Генерация	0	2,4	КУ в виде БСК
7	Нагрузка	2	2	
8	Нагрузка	2	2	
8	Генерация	0	2	КУ в виде БСК
9	Нагрузка	3	2	
9	Генерация	0	2	КУ в виде БСК
10	Нагрузка	45	25	
11	Нагрузка	45	25	

### Вариант 8



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	3	АС-185	2	70
1	2	АС-185	1	50
4	5	АС-500	1	100
2	7	АС-185	1	40
6	7	АС-240	2	70
8	10	АС-95	1	4
9	11	АС-95	1	3
10	11	АС-70	1	5
12	13	АС-120	1	7
11	13	АС-120	1	2,5
3	6	АС-185	1	60

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
2	4	Автотрансформатор	1	125	220/110
5	6	Автотрансформатор	1	125	220/110
3	8	Двухобмоточный	1	40	110/10
3	9	Двухобмоточный	1	40	110/10
6	12	Двухобмоточный	1	40	110/10

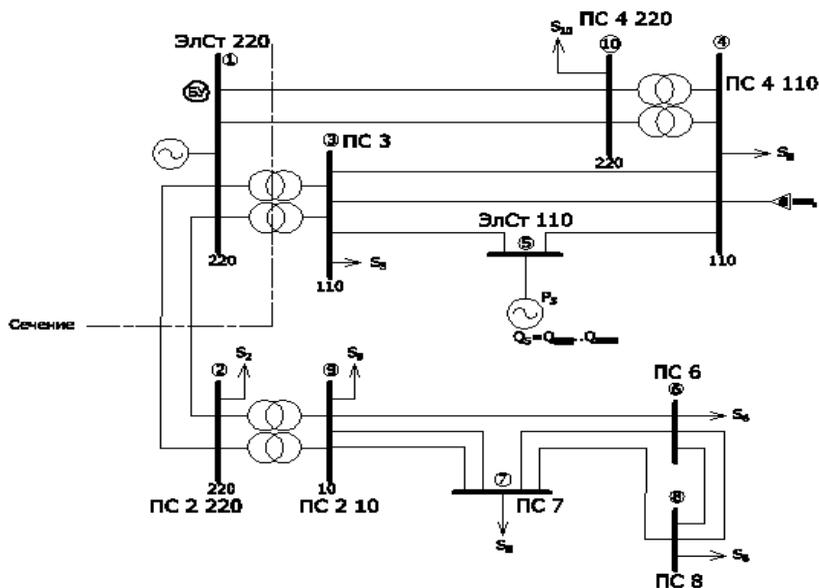
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	170	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	65	35	
4	Нагрузка	50	25	
5	Нагрузка	85	30	
6	Нагрузка	30	20	
7	Нагрузка	95	50	
8	Нагрузка	6	3	
9	Нагрузка	5	3	
10	Нагрузка	3	1	
11	Нагрузка	2	1	
13	Нагрузка	1	0,5	

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	100	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	65	35	
4	Нагрузка	50	25	
5	Нагрузка	85	30	
6	Нагрузка	30	20	
7	Нагрузка	95	50	
8	Нагрузка	6	3	
9	Нагрузка	5	3	
10	Нагрузка	3	1	
11	Нагрузка	2	1	
13	Нагрузка	1	0,5	

## Вариант 9



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	2	АС-300	2	105
1	10	АС-400	2	60
3	4	АС-240	2	55
3	5	АС-240	1	35
5	4	АС-185	1	20
9	7	АС-95	2	7
7	6	АС-95	1	5
6	8	АС-95	2	4,5
8	7	АС-120	1	12
9	6	АС-120	1	8

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	3	Автотрансформатор	2	125	220/110
4	10	Автотрансформатор	2	63	220/110
2	9	Двухобмоточный	2	40	110/10

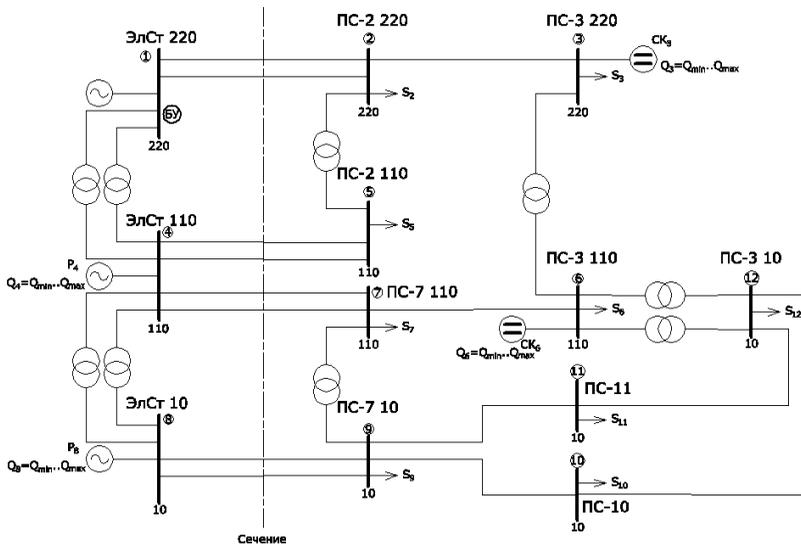
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	180	60	
3	Нагрузка	70	40	
4	Нагрузка	60	40	
4	Генерация	0	40	КУ в виде БСК
5	Генерация	300	–100...200	
6	Нагрузка	4	2	
7	Нагрузка	4	2	
8	Нагрузка	4	2	
9	Нагрузка	20	10	
10	Нагрузки	80	40	

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	180	60	
3	Нагрузка	70	40	
4	Нагрузка	60	40	
4	Генерация	0	40	КУ в виде БСК
5	Генерация	150	–100...200	
6	Нагрузка	4	2	
7	Нагрузка	4	2	
8	Нагрузка	4	2	
9	Нагрузка	20	10	
10	Нагрузки	80	40	

### Вариант 10



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	2	АС-400	1	70
4	5	АС-300	2	70
2	3	АС-300	1	55
4	7	АС-240	2	15
6	7	АС-240	1	35
8	9	АС-150	2	15
9	10	АС-120	1	7
9	11	АС-120	1	8
10	12	АС-120	1	5
11	12	АС-120	1	5

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	4	Автотрансформатор	2	63	220/110
4	8	Двухобмоточный	2	40	110/10
2	5	Автотрансформатор	1	125	220/110
7	9	Двухобмоточный	1	25	110/10
3	6	Автотрансформатор	1	125	220/110
6	12	Двухобмоточный	2	25	110/10

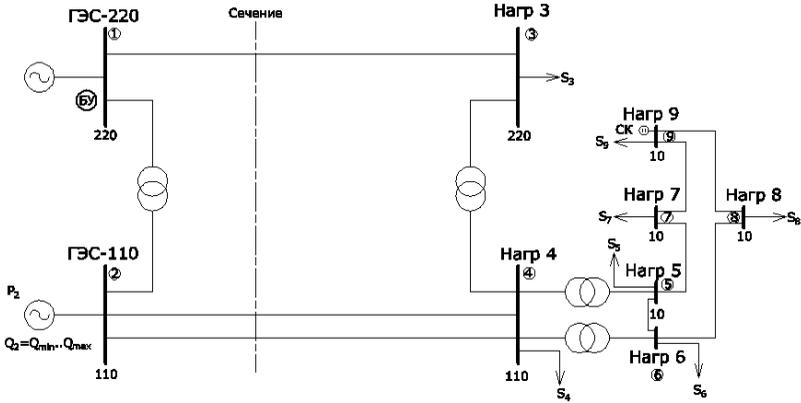
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	150	70	
3	Нагрузка	60	25	
3	Генерация	0	–30...36	КУ в виде СК, $U = 220$ кВ
4	Генерация	100	–50...100	
5	Нагрузка	40	30	
6	Нагрузка	90	50	
6	Генерация	0	0..30	КУ в виде СК, $U = 110$ кВ
7	Нагрузка	80	30	
8	Генерация	120	–10...47	
9	Нагрузка	15	10	
10	Нагрузка	7	3	
11	Нагрузка	7	3	
12	Нагрузка	10	5	

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	80	40	
3	Нагрузка	80	40	
3	Генерация	0	–30...36	КУ в виде СК, $U = 220$ кВ
4	Генерация	150	–50...100	
5	Нагрузка	40	30	
6	Нагрузка	100	60	
7	Нагрузка	70	35	
8	Генерация	150	–10...47	
9	Нагрузка	15	10	
10	Нагрузка	7	3	
11	Нагрузка	7	3	
12	Нагрузка	10	5	

## Вариант 11



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	3	АС-500	1	90
2	4	АС-240	2	60
6	8	АС-120	1	4
8	9	АС-120	1	3
5	7	АС-120	1	3
7	9	АС-120	1	4

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	2	Автотрансформатор	1	125	220/110
3	4	Автотрансформатор	1	125	220/110
4	6	Двухобмоточный	1	40	110/10
4	5	Двухобмоточный	1	40	110/10

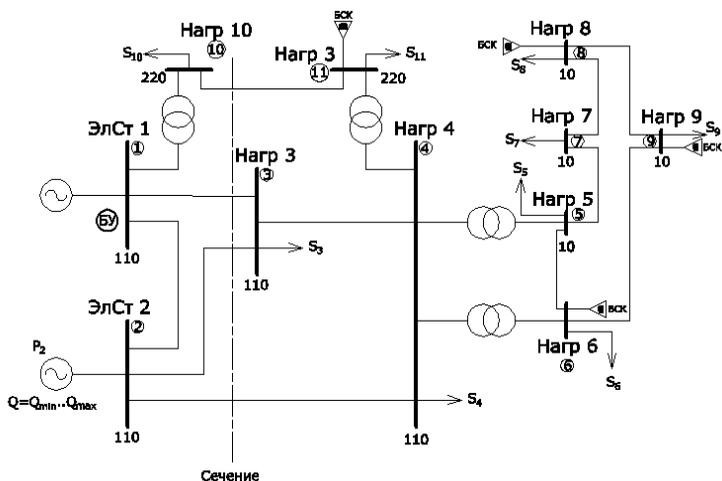
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	200	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	250	80	
4	Нагрузка	60	30	
5	Нагрузка	12	7	5 и 6 являются секциями одной шины
6	Нагрузка	10	5	
7	Нагрузка	3	2	
8	Нагрузка	5	3	
9	Нагрузка	2	1	
9	Генерация	0	0...10	КУ в виде СК, $U = 9,7$ кВ

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	150	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	220	55	
4	Нагрузка	100	50	
5	Нагрузка	14	9	5 и 6 являются секциями одной шины
6	Нагрузка	12	8	
7	Нагрузка	3	2	
8	Нагрузка	0	0	
9	Нагрузка	2	1	
9	Генерация	0	0...10	КУ в виде СК, $U = 9,7$ кВ

## Вариант 12



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
10	11	АС-240	1	50
1	2	АС-150	1	30
2	3	АС-185	1	21
1	3	АС-185	1	35
3	4	АС-150	1	10
2	4	АС-150	1	25

**Примечание.** Для ВЛ 10 кВ принять исходные данные, введенные в файле режима.

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	10	Автотрансформатор	2	125	220/110
11	4	Автотрансформатор	2	125	220/110

Окончание таблицы

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
4	6	Двухобмоточный	1	40	110/10
4	5	Двухобмоточный	1	40	110/10

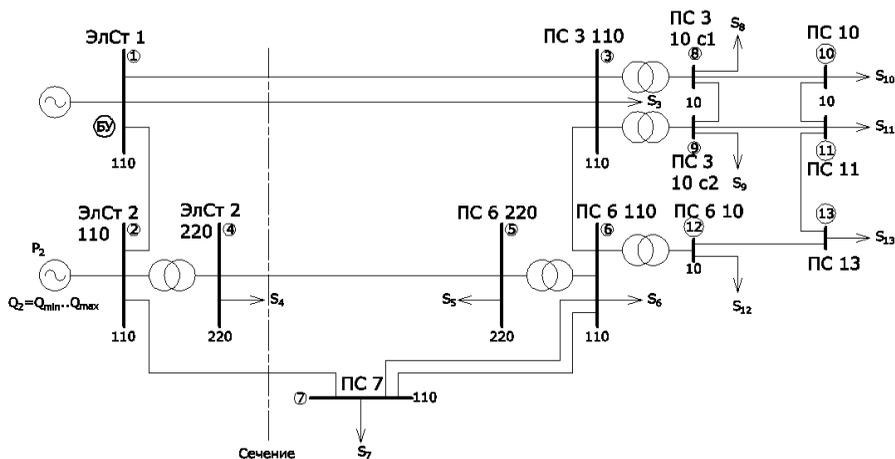
**Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1**

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	150	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	70	35	
4	Нагрузка	35	20	
4	Генерация	0	–10...25	КУ в виде БСК $U = 220$ кВ
5	Нагрузка	5	3	5 и 6 секции одной шины
6	Нагрузка	5	2,5	
6	Генерация	0	2,4	КУ в виде БСК
7	Нагрузка	2	2	
8	Нагрузка	2	2	
8	Генерация	0	2	КУ в виде БСК
9	Нагрузка	3	2	
9	Генерация	0	2	КУ в виде БСК
10	Нагрузка	45	25	
11	Нагрузка	45	25	

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	70	–60...180	Электростанция
3	Нагрузка	50	40	
4	Нагрузка	35	20	
4	Генерация	0	–10...25	КУ в виде БСК $U = 220$ кВ
5	Нагрузка	5	3	5 и 6 секции одной шины
6	Нагрузка	5	2,5	
6	Генерация	0	2,4	КУ в виде БСК
7	Нагрузка	2	2	
8	Нагрузка	2	2	
8	Генерация	0	2	КУ в виде БСК
9	Нагрузка	3	2	
9	Генерация	0	2	КУ в виде БСК
10	Нагрузка	45	25	
11	Нагрузка	45	25	

### Вариант 13



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение про- вода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	3	АС-185	2	70
1	2	АС-185	1	50
4	5	АС-500	1	100
2	7	АС-185	1	40
6	7	АС-240	2	70
8	10	АС-95	1	4
9	11	АС-95	1	3
10	11	АС-70	1	5
12	13	АС-120	1	7
11	13	АС-120	1	2,5
3	6	АС-185	1	60

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип транс- форматора	Количество трансформа- торов	Номиналь- ная мощ- ность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
2	4	Автотранс- форматор	1	125	220/110
5	6	Автотранс- форматор	1	125	220/110
3	8	Двухобмоточный	1	40	110/10
3	9	Двухобмоточный	1	40	110/10
6	12	Двухобмоточный	1	40	110/10

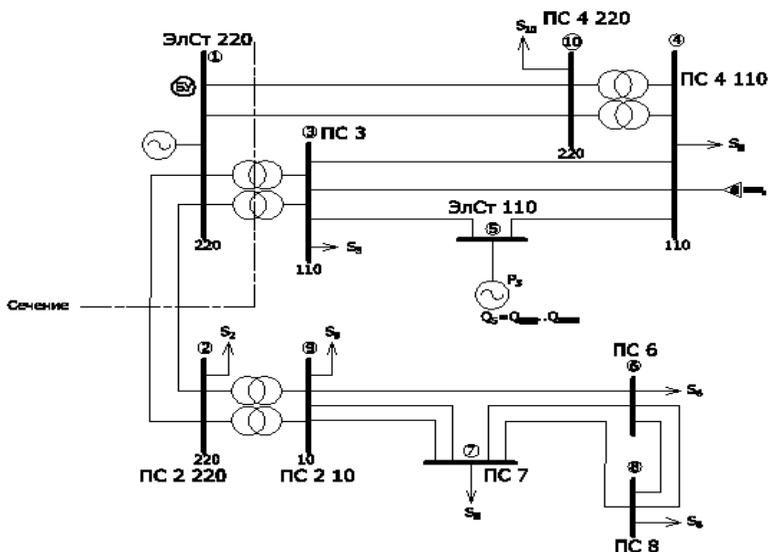
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	70	–60...150	Электростанция
3	Нагрузка	30	15	
4	Нагрузка	50	25	
5	Нагрузка	50	20	
6	Нагрузка	20	10	
7	Нагрузка	125	50	
8	Нагрузка	6	3	
9	Нагрузка	5	3	
10	Нагрузка	3	1	
11	Нагрузка	2	1	
13	Нагрузка	1	0,5	

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Генерация	80	–60...150	Электростанция
3	Нагрузка	20	10	
4	Нагрузка	30	15	
5	Нагрузка	70	30	
6	Нагрузка	25	10	
7	Нагрузка	100	25	
8	Нагрузка	6	3	
9	Нагрузка	5	3	
10	Нагрузка	3	1	
11	Нагрузка	2	1	
13	Нагрузка	1	0,5	

## Вариант 14



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение про- вода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	2	АС-300	2	105
1	10	АС-400	2	60
3	4	АС-240	2	55
3	5	АС-240	1	35
5	4	АС-185	1	20
9	7	АС-95	2	7
7	6	АС-95	1	5
6	8	АС-95	2	4,5
8	7	АС-120	1	12
9	6	АС-120	1	8

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип трансформатора	Количество трансформаторов	Номинальная мощность, МВ·А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	3	Автотрансформатор	2	125	220/110
4	10	Автотрансформатор	2	63	220/110
2	9	Двухобмоточный	2	40	110/10

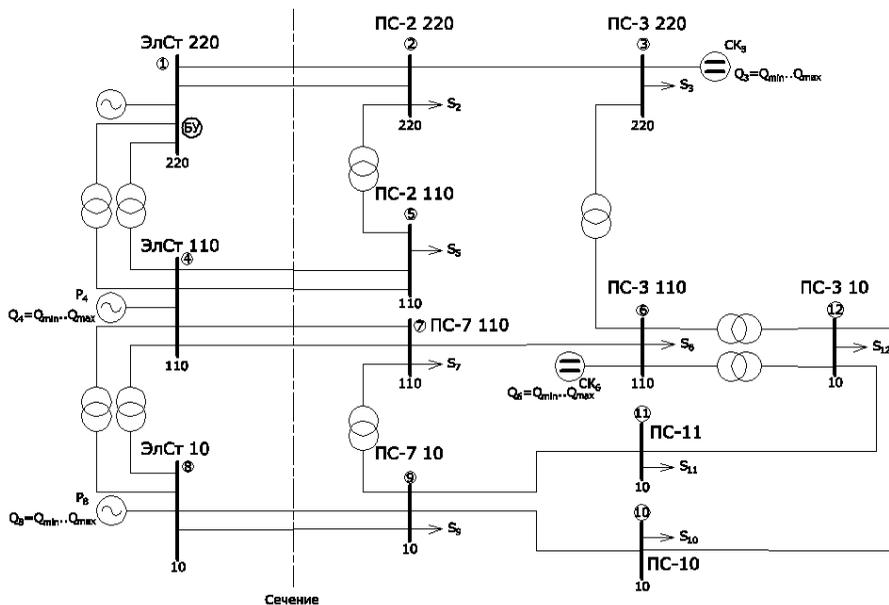
### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	200	70	
3	Нагрузка	90	40	
4	Нагрузка	150	80	
4	Генерация	0	40	КУ в виде БСК
5	Генерация	210	–100...200	
6	Нагрузка	4	2	
7	Нагрузка	4	2	
8	Нагрузка	4	2	
9	Нагрузка	20	10	
10	Нагрузки	80	40	

## Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	170	60	
3	Нагрузка	110	40	
4	Нагрузка	120	40	
4	Генерация	0	40	КУ в виде БСК
5	Генерация	100	–100...200	
6	Нагрузка	4	2	
7	Нагрузка	4	2	
8	Нагрузка	4	2	
9	Нагрузка	20	10	
10	Нагрузки	50	20	

### Вариант 15



Исходная схема энергорайона

### Исходные данные по ВЛ

Начальная точка ВЛ	Конечная точка ВЛ	Сечение про- вода, мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Длина, км
1	2	АС-400	1	70
4	5	АС-300	2	70
2	3	АС-300	1	55
4	7	АС-240	2	15
6	7	АС-240	1	35
8	9	АС-150	2	15
9	10	АС-120	1	7
9	11	АС-120	1	8
10	12	АС-120	1	5
11	12	АС-120	1	5

### Исходные данные по трансформаторам

Начальная точка	Конечная точка	Тип транс- форматора	Количество трансфор- маторов	Номиналь- ная мощ- ность, МВ · А	Ступени напряжения ВН/НН, кВ
1	4	Автотранс- форматор	2	63	220/110
4	8	Двухобмо- точный	2	40	110/10
2	5	Автотранс- форматор	1	125	220/110
7	9	Двухобмо- точный	1	25	110/10
3	6	Автотранс- форматор	1	125	220/110
6	12	Двухобмо- точный	2	25	110/10

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 1

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	150	70	
3	Нагрузка	60	25	
3	Генерация	0	–30...36	КУ в виде СК, $U = 220$ кВ
4	Генерация	200	–50...100	
5	Нагрузка	40	30	
6	Нагрузка	90	50	
6	Генерация	0	0..30	КУ в виде СК, $U = 110$ кВ
7	Нагрузка	80	30	
8	Генерация	60	–10...47	
9	Нагрузка	15	10	
10	Нагрузка	7	3	
11	Нагрузка	7	3	
12	Нагрузка	10	5	

### Исходные данные по узлам энергорайона для режима 2

Номер узла	Нагрузка/генерация	Активная мощность $P$ , МВт	Реактивная мощность $Q$ , Мвар	Примечание
1	Генерация	–	–	Балансирующий узел
2	Нагрузка	80	40	
3	Нагрузка	80	40	
3	Генерация	0	–30...36	КУ в виде СК, $U = 220$ кВ
4	Генерация	100	–50...100	
5	Нагрузка	40	30	
6	Нагрузка	100	60	
7	Нагрузка	70	35	
8	Генерация	50	–10...47	
9	Нагрузка	15	10	
10	Нагрузка	7	3	
11	Нагрузка	7	3	
12	Нагрузка	10	5	

**ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ РГР**

1. Составление оптимального плана поставок топлива на станции и его корректировка

1.1. Составление оптимального плана поставок топлива. Математическая постановка задачи

Некоторый однородный продукт, сосредоточенный у  $m$  поставщиков  $A_i$  в количестве  $a_i$  единиц, необходимо доставить  $n$  потребителям  $B_j$  в количестве  $b_j$  единиц. Известна стоимость перевозки  $c_{ij}$  от каждого поставщика до каждого потребителя. Составить такой план перевозок, чтобы общая стоимость перевозок была минимальной и выполнялось

условие  $\sum_{i=1}^m a_i = \sum_{j=1}^n b_j$  (сумма всех заявок равна сумме всех запасов).

Составление опорного плана выполняем по методу северо-западного угла (табл. П5.1).

Таблица П5.1

**Метод северо-западного угла**

Пункты поставок	Пункты заявок			
	$B_1$	$B_2$	$B_3$	Запас
$A_1$	3900	279	0	4179
$A_2$	0	2201	458	2659
$A_3$	0	0	4558	4558
Потребность	3900	2480	5016	11 396

Исходя из выбранного контура выполняем проверку ( $A_3B_1$  – первая ячейка в контуре):

$$\sum c = 6,18 + (-6,17) + 8,1 + (-8,12) + 7,1 + (-7,12) = -0,03,$$

двигаемся в направлении убывания целевой функции. Наименьшая перестановка со знаком минус – ячейка  $A_2B_2$  (табл. П5.2).

Таблица П5.2

## Метод потенциалов

Пункты поставок	Пункты заявок			
	$B_1$	$B_2$	$B_3$	Запас
$A_1$	7,12 1699	7,1 2480	7,14 0	4179
$A_2$	0 8,11	0 8,12	2659 8,1	2659
$A_3$	2201 6,18	0 6,19	2357 6,17	4558
Потребность	3900	2480	5016	11 396

Исходя из выбранного контура выполняем проверку ( $A_2B_1$  – первая ячейка в контуре):

$$\sum c = 8,11 + (-6,18) + 6,17 + (-8,1) = 0,$$

двигаемся в направлении убывания целевой функции. Наименьшая перестановка со знаком минус – ячейка  $A_3B_1$  (табл. П5.3).

Таблица П5.3

## Метод потенциалов

Пункты поставок	Пункты заявок			
	$B_1$	$B_2$	$B_3$	Запас
$A_1$	7,12 1699	7,1 2480	7,14 0	4179
$A_2$	2201 8,11	0 8,12	458 8,1	2659
$A_3$	0 6,18	0 6,19	4558 6,17	4558
Потребность	3900	2480	5016	11 396

Выполним проверку по методу потенциалов ( $u$  – потенциал поставщика,  $v$  – потенциал потребителя). Для ненулевых ячеек:

$$u_1 = 0,$$

$$u_1 + v_1 = 7,12 \rightarrow v_1^* = 7,12,$$

$$u_1 + v_2 = 7,1 \rightarrow v_2^* = 7,1,$$

$$u_2 + v_1 = 8,11 \rightarrow u_2^* = 0,99,$$

$$u_2 + v_3 = 8,1 \rightarrow v_3^* = 7,11,$$

$$u_3 + v_3 = 6,17 \rightarrow u_3^* = -0,94.$$

Для нулевых ячеек:

$$c_{13}^* = u_1^* + v_3^* = 0 + 7,11 = 7,11,$$

$$c_{22}^* = u_2^* + v_2^* = 0,99 + 7,1 = 8,09,$$

$$c_{31}^* = u_3^* + v_1^* = -0,94 + 7,12 = 6,18,$$

$$c_{32}^* = u_3^* + v_2^* = -0,94 + 7,1 = 6,16.$$

Разница  $c_{ij}^* - c_{ij}$ :

$$c_{13}^* - c_{13} = 7,11 - 7,11 = 0,$$

$$c_{22}^* - c_{22} = 8,09 - 8,12 = -0,03 < 0,$$

$$c_{31}^* - c_{31} = 6,18 - 6,18 = 0,$$

$$c_{32}^* - c_{32} = 6,16 - 6,18 = -0,02 < 0.$$

План можно считать оптимальным, так как выполняется условие

$$C_{ij}^* - C_{ij} \leq 0.$$

## 1.2. Корректировка плана с учетом неопределенности

В соответствии с исходными данными в случае мягкой зимы потребности в топливе составляют 0,8 заданных суммарных потребностей в топливе от средней зимы, а в случае суровой зимы – 1,2. При превышении закупок топлива при мягкой зиме цена топлива возрастет на 5 %, при средней – 10 %, при суровой – 35 %.

Определение суммарных годовых издержек системы на топливо:

$$\sum И_B = C_{11}B_{11} + C_{12}B_{12} + C_{21}B_{21} + C_{23}B_{23} + C_{33}B_{33} = \\ = 7,12 \cdot 1699 + 7,1 \cdot 2480 + 8,11 \cdot 2201 + 8,1 \cdot 458 + 6,17 \cdot 4558 = 79387,65.$$

Составим платежную матрицу (табл. П5.4 и П5.5).

Т а б л и ц а П 5.4

**Формулы для расчета платежной матрицы**

Закупки топлива, о.е.	Мягкая зима	Средняя зима	Суровая зима
$0,8B_{\Sigma}$	$-0,8И_B$	$-0,8И_B - 0,2 \cdot 1,1И_B$	$-0,8И_B - 0,4 \cdot 1,35И_B$
$B_{\Sigma}$	$-0,8И_B - 0,2 \cdot 1,05И_B$	$-И_B$	$-И_B - 0,2 \cdot 1,35И_B$
$1,2B_{\Sigma}$	$-0,8И_B - 0,4 \cdot 1,05И_B$	$-И_B - 0,2 \cdot 1,1И_B$	$-1,2И_B$

Т а б л и ц а П 5.5

**Платежная матрица**

Закупки топлива	Мягкая зима	Средняя зима	Суровая зима
$0,8B_{\Sigma}$	-63510,12	-80975,403	-106379,451
$B_{\Sigma}$	-80181,5265	-79387,65	-100822,3155
$1,2B_{\Sigma}$	-96852,933	-96852,933	-95265,18

Проведем выбор оптимальных решений с учетом неопределенности по различным критериям: Вальда, Гурвица и Лапласа.

*Критерий Вальда (критерий крайнего пессимизма):* «Если мне не известны силы природы, я буду поступать самым осторожным образом»:

$$\max \min(u(b_i, И_j)) = \max(-106379,451; -100822,3155; -96852,933) = \\ = -96852,933.$$

$$B_{\text{опт}} = 1,2B_{\Sigma}.$$

*Критерий Лапласа:* «Я не знаю ничего о будущих состояниях природы, поэтому я считаю их равновероятными».

$$\begin{aligned} \max \left( \sum_{j=1}^n И(b_i, И_j) \right) \frac{1}{k} &= \max \left( \sum_{j=1}^3 И(b_i, И_j) \right) \frac{1}{3} = \\ &= \max(-83261,658; -86797,164; -96323,682) = -83261,658. \\ V_{\text{опт}} &= 0,8B_{\Sigma}. \end{aligned}$$

*Критерий Гурвица (критерий оптимизма-пессимизма):* «Неразумно, приняв во внимание самый маленький выигрыш, не учитывать самый большой».

$\max(\alpha \max И(b_i, И_j) + (\alpha - 1) \min И(b_i, И_j))$ . В табл. П5.6 и П5.7 для удобства записи:  $z = \alpha \max И(b_i, И_j) + (\alpha - 1) \min И(b_i, И_j)$ .

Таблица П5.6

**Коэффициент оптимизма  $\alpha=0,1$**

Закупки топлива	Мягкая зима	Средняя зима	Суровая зима	min	max	z	max z
$0,8B_{\Sigma}$	-63510,12	-80975,403	-106379,451	-106379	-63510,1	-102092,5179	-96694,1577 1,2 $B_{\Sigma}$
$B_{\Sigma}$	-80181,5265	-79387,65	-100822,3155	-100822	-79387,7	-98678,8495	
$1,2B_{\Sigma}$	-96852,933	-96852,933	-95265,18	-96852,9	-95265,2	-96694,1577	

Аналогичный расчет для  $\alpha = 0,2; 0,5; 0,9$ .

Таблица П5.7

**Коэффициент оптимизации  $\alpha=0,2; 0,5; 0,9$**

Закупка топлива	0,2	0,5	0,9
$0,8B_{\Sigma}$	-97805,5848	-84944,7855	-67797,0531
$B_{\Sigma}$	-96535,3824	-90104,2828	-81531,1166
$1,2B_{\Sigma}$	-96535,3824	-96059,0565	-95423,9553
max z	-96535,3824 $B_{\Sigma}$ и $1,2B_{\Sigma}$	-84944,7855 $0,8B_{\Sigma}$	-67797,0531 $0,8B_{\Sigma}$

Окончательно останавливаемся на увеличении закупок топлива на 20 % (табл. П5.8).

Таблица П5.8

**Окончательный план закупок топлива**

Пункт поставок	Пункт заявок			
	$B_1$	$B_2$	$B_3$	Запас
$A_1$	7,12 2038,8	7,1 2976	7,14 0	5014,8
$A_2$	8,11 2641,2	8,12 0	8,1 549,6	3190,8
$A_3$	6,18 0	6,19 0	6,17 5469,6	5469,6
Потребность	4680	2976	6019,2	13675,2

1.3. Издержки на топливо

На основе пункта 1.1 для нескорректированного плана удельные издержки на топливо для каждой станции:

$$И_{B\_уд} = \sum C_{ij} B_{ij} / B_{станц},$$

$$И_{B\_уд1} = 7,678 \text{ у.е/т у.т.},$$

$$И_{B\_уд2} = 7,1 \text{ у.е/т у.т.},$$

$$И_{B\_уд3} = 6,346 \text{ у.е/т у.т.}$$

Годовые издержки на топливо для системы:  $\sum И_B = 79\,387 \text{ у.е/т у.т.}$

На основе пункта 1.2 для скорректированного плана удельные издержки на топливо для каждой станции:

$$И_{B\_уд} = \sum C_{ij} B_{ij} / B_{станц},$$

$$И_{B\_уд1} = 7,678 \text{ у.е/т у.т.},$$

$$И_{B\_уд2} = 7,1 \text{ у.е/т у.т.},$$

$$И_{B\_уд3} = 6,346 \text{ у.е/т у.т.}$$

Годовые издержки на топливо для системы:  $\sum И_B = 95265,18 \text{ у.е/т у.т.}$

## 2. Оптимизация плана загрузки станции по активной мощности

2.1. Распределение активной нагрузки между станциями без учета потерь мощности в сети при одинаковой цене топлива и тарифах, не зависящих от мощности станции

### Без потерь

Расходные характеристики станций:

$$B_1(P_1) = 320 + 0,02P_1 + 0,00012P_1^2 + 1,6 \cdot 10^{-7} P_1^3,$$

$$B_2(P_2) = 200 + 0,03P_2 + 0,00015P_2^2 + 2,5 \cdot 10^{-7} P_2^3,$$

$$B_3(P_3) = 400 + 0,01P_3 + 0,00017P_3^2 + 1,8 \cdot 10^{-7} P_3^3.$$

Ограничения станций по мощности:

$$P_{1\min} = 50 \text{ МВт}, \quad P_{1\max} = 200 \text{ МВт},$$

$$P_{2\min} = 20 \text{ МВт}, \quad P_{2\max} = 130 \text{ МВт},$$

$$P_{3\min} = 50 \text{ МВт}, \quad P_{3\max} = 200 \text{ МВт}.$$

Параметры ЛЭП:

$$R_1 = 9 \text{ Ом},$$

$$R_2 = 10 \text{ Ом},$$

$$R_3 = 12 \text{ Ом}.$$

За базисный узел примем первую станцию, это означает, что она покрывает небаланс мощностей в системе. Распределение активной мощности между станциями по критерию минимума расхода топлива для 1–4 месяцев:

Характеристики относительных приростов:

$$\varepsilon_1(P_1) := \frac{d}{dP_1} B_1(P_1) = 0,00024P_1 + 4,8 \cdot 10^{-7} P_1^2 + 0,02,$$

$$\varepsilon_2(P_2) := \frac{d}{dP_2} B_2(P_2) = 0,0003P_2 + 7,5 \cdot 10^{-7} P_2^2 + 0,03,$$

$$\varepsilon_3(P_3) := \frac{d}{dP_3} B_3(P_3) = 0,00034P_3 + 5,4 \cdot 10^{-7} P_3^2 + 0,01.$$

Мощность нагрузки:  $P_{\text{нагр}} = 315$  МВт.

Начальное приближение:

$$P_3 = 100 \text{ МВт},$$

$$P_2 = 100 \text{ МВт},$$

$$P_1 = P_{\text{нагр}} - P_2 - P_3 = 115 \text{ МВт}.$$

Условие оптимальности – равенство относительных приростов топлива на станциях:  $\varepsilon_1(P_1) = \varepsilon_2(P_2) = \varepsilon_3(P_3)$ .

Ограничения (одни и те же для всех месяцев):

$$P_1 \leq P_{1\text{max}}, \quad P_2 \leq P_{2\text{max}}, \quad P_3 \leq P_{3\text{max}},$$

$$P_1 \geq P_{1\text{min}}, \quad P_2 \geq P_{2\text{min}}, \quad P_3 \geq P_{3\text{min}},$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_{\text{нагр}}.$$

Решение:

$$\begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} := \text{Find}(P_1, P_2, P_3) = \begin{pmatrix} 123,259 \\ 75,378 \\ 116,362 \end{pmatrix} \text{ МВт}.$$

Тариф – не переменный:  $T_{01} = 55,8$ ;  $T_{02} = 57,5$ ;  $T_{03} = 55,5$ .

Прибыль от реализации электроэнергии для каждой станции после оптимизации плана загрузки ( $I_{\text{сред}} = (7,678 + 6,346 + 7,1)/3 = 7,0413$ ):

$$\Pi_1 := 55,8P_1 - B_1(P_1)I_{\text{сред}} = 4592,348,$$

$$\Pi_2 := 57,5P_2 - B_2(P_2)I_{\text{сред}} = 2903,303,$$

$$\Pi_3 := 55,5P_3 - B_3(P_3)I_{\text{сред}} = 3615,175,$$

$$\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 = 11110,826.$$

Распределение активной мощности между станциями по критерию минимума расхода топлива для 5–8 месяца и 9–12 месяца осуществляется аналогично.

### С потерями

Потери мощности в сетях определяются так:

$$\Delta P_1(P_1) := \frac{[P_1^2 + (0,35P_1)^2] R_1}{U^2},$$

$$\Delta P_2(P_2) := \frac{[P_2^2 + (0,35P_2)^2] R_2}{U^2},$$

$$\Delta P_3(P_3) := \frac{[P_3^2 + (0,35P_3)^2] R_3}{U^2},$$

$$\sigma_1(P_1) := \frac{2\Delta P_1(P_1)}{U^2}, \quad \sigma_2(P_2) := \frac{2\Delta P_2(P_2)}{U^2}, \quad \sigma_3(P_3) := \frac{2\Delta P_3(P_3)}{U^2}.$$

Распределение активной мощности между станциями по критерию минимума расхода топлива для 1–4 месяцев:

Мощность нагрузки:  $P_{\text{нагр}} = 315$  МВт.

Начальное приближение:

$$P_3 = 100 \text{ МВт},$$

$$P_2 = 100 \text{ МВт}$$

$$P_1 = P_{\text{нагр}} - P_2 - P_3 = 115 \text{ МВт}.$$

Условие оптимальности – равенство относительных приростов топлива на станциях:

$$\frac{\varepsilon_2(P_2)}{1 - \sigma_2(P_2)} = \frac{\varepsilon_3(P_3)}{1 - \sigma_3(P_3)} = \frac{\varepsilon_1(P_1)}{1 - \sigma_1(P_1)}.$$

Ограничения (одни и те же для всех месяцев):

$$P_1 \leq P_{1\max}, \quad P_2 \leq P_{2\max}, \quad P_3 \leq P_{3\max},$$

$$P_1 \geq P_{1\min}, \quad P_2 \geq P_{2\min}, \quad P_3 \geq P_{3\min},$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_{\text{нагр}} + \Delta P_1(P_1) + \Delta P_2(P_2) + \Delta P_3(P_3).$$

Решение:

$$\begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} := \text{Find}(P_1, P_2, P_3) = \begin{pmatrix} 133,759 \\ 84,464 \\ 124,478 \end{pmatrix} \text{ МВт.}$$

Потери в сетях:

$$\Delta P_1(P_1) = 3,734 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_2(P_2) = 1,655 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_3(P_3) = 4,312 \text{ МВт}.$$

Прибыль от реализации электроэнергии для каждой станции после оптимизации плана загрузки:

$$\Pi_1 := 55,8P_1 - B_1(P_1 + \Delta P_1(P_1))I_{\text{сред}} = 5172,24,$$

$$\Pi_2 := 57,5P_2 - B_2(P_2 + \Delta P_2(P_2))I_{\text{сред}} = 3421,278,$$

$$\Pi_3 := 55,5P_3 - B_3(P_3 + \Delta P_3(P_3))I_{\text{сред}} = 4060,391,$$

$$\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 = 12653,909.$$

Распределение активной мощности между станциями по критерию минимума расхода топлива для 5–8 месяцев и 9–12 месяцев с учетом потерь осуществляется аналогично.

2.2. Распределение активной нагрузки между станциями с учетом различной цены топлива на станциях

Согласно условию задания цены принять равными удельным издержкам, полученным в пункте 1.3:  $C_1 = И_{B\_уд1} = 7,678$  у.е/т у.т. ,

$C_2 = И_{B\_уд2} = 7,1$  у.е/т у.т. ,  $C_3 = И_{B\_уд3} = 6,346$  у.е/т у.т.

Характеристики издержек на топливо по станциям:

$$И_1(P_1) = \left( 320 + 0,02P_1 + 0,00012P_1^2 + 1,6 \cdot 10^{-7} P_1^3 \right) C_1,$$

$$И_2(P_2) = \left( 200 + 0,03P_2 + 0,00015P_2^2 + 2,5 \cdot 10^{-7} P_2^3 \right) C_2,$$

$$И_3(P_3) = \left( 400 + 0,01P_3 + 0,00017P_3^2 + 1,8 \cdot 10^{-7} P_3^3 \right) C_3.$$

### Без потерь

Распределение активной мощности между станциями по критерию минимума издержек на топливо в 1–4 месяцах

Мощность нагрузки:  $P_{\text{нагр}} = 315$  МВт .

Начальное приближение:

$$P_3 = 100 \text{ МВт},$$

$$P_2 = 100 \text{ МВт},$$

$$P_1 = P_{\text{нагр}} - P_2 - P_3 = 115 \text{ МВт}.$$

Условие оптимальности:

$$f(P_1, P_2, P_3) = И_1(P_1) + И_2(P_2) + И_3(P_3) \Rightarrow \min .$$

Ограничения (одни и те же для всех месяцев):

$$P_1 \leq P_{1\text{max}}, P_2 \leq P_{2\text{max}}, P_3 \leq P_{3\text{max}},$$

$$P_1 \geq P_{1\text{min}}, P_2 \geq P_{2\text{min}}, P_3 \geq P_{3\text{min}},$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_{\text{нагр}}.$$

Решение:

$$\begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} := \text{Minimize}(f, P_1, P_2, P_3) = \begin{pmatrix} 110,074 \\ 79,569 \\ 125,357 \end{pmatrix} \text{ МВт.}$$

Прибыль от реализации электроэнергии для каждой станции:

$$\Pi_1 := 55,8P_1 - И_1(P_1) = 3655,453,$$

$$\Pi_2 := 57,5P_2 - И_2(P_2) = 3131,297,$$

$$\Pi_3 := 55,5P_3 - И_3(P_3) = 4390,075,$$

$$\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 = 11176,826.$$

### С потерями

Распределение активной мощности между станциями по критерию минимума издержек на топливо в 1–4 месяцах

Мощность нагрузки:  $P_{\text{нагр}} = 315$  МВт.

Начальное приближение:

$$P_3 = 100 \text{ МВт},$$

$$P_2 = 100 \text{ МВт},$$

$$P_1 = P_{\text{нагр}} - P_2 - P_3 = 115 \text{ МВт}.$$

Условие оптимальности:

$$f(P_1, P_2, P_3) = И_1(P_1) + И_2(P_2) + И_3(P_3) \Rightarrow \min.$$

Ограничения (одни и те же для всех месяцев):

$$P_1 \leq P_{1\text{max}}, \quad P_2 \leq P_{2\text{max}}, \quad P_3 \leq P_{3\text{max}},$$

$$P_1 \geq P_{1\text{min}}, \quad P_2 \geq P_{2\text{min}}, \quad P_3 \geq P_{3\text{min}},$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_{\text{нагр}} + \Delta P_1(P_1) + \Delta P_2(P_2) + \Delta P_3(P_3).$$

Решение:

$$\begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} := \text{Minimize}(f, P_1, P_2, P_3) = \begin{pmatrix} 113,845 \\ 84,387 \\ 125,509 \end{pmatrix} \text{ МВт.}$$

Потери в сетях:

$$\Delta P_1(P_1) = 2,705 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_2(P_2) = 1,652 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_3(P_3) = 4,384 \text{ МВт.}$$

Прибыль от реализации электроэнергии для каждой станции:

$$\Pi_1 := 55,8P_1 - I_1(P_1 + \Delta P_1(P_1)) = 3863,253,$$

$$\Pi_2 := 57,5P_2 - I_2(P_2 + \Delta P_2(P_2)) = 3405,642,$$

$$\Pi_3 := 55,5P_3 - I_3(P_3 + \Delta P_3(P_3)) = 4396,649,$$

$$\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 = 11665,544.$$

2.3. Распределение активной нагрузки между станциями при переменном тарифе

### **Без потерь**

Согласно исходным данным тариф задается полиномом:  
 $T = T_0 + 0,001a_2P^2$ . Переменные тарифы для каждой станции:

$$T_1 = 55,8 + 0,001 \cdot 0,00012P^2 = 55,8 + 12 \cdot 10^{-8} P^2,$$

$$T_2 = 57,5 + 0,001 \cdot 0,00015P^2 = 57,5 + 15 \cdot 10^{-8} P^2,$$

$$T_3 = 55,5 + 0,001 \cdot 0,00017P^2 = 55,5 + 17 \cdot 10^{-8} P^2.$$

Характеристики издержек на топливо по станциям:

$$И_1(P_1) := 320 \cdot 7,678 + 0,02P_1 \cdot 7,678 + 0,00012P_1^2 \cdot 7,678 + \\ + 1,6 \cdot 10^{-7} P_1^3 \cdot 7,678,$$

$$И_2(P_2) := 200 \cdot 7,1 + 0,03P_2 \cdot 7,1 + 0,00015P_2^2 \cdot 7,1 + 2,5 \cdot 10^{-7} P_2^3 \cdot 7,1,$$

$$И_3(P_3) := 400 \cdot 6,346 + 0,01P_3 \cdot 6,346 + 0,00017P_3^2 \cdot 6,346 + \\ + 1,8 \cdot 10^{-7} P_3^3 \cdot 6,346.$$

Зависимость прибыли от мощности станций:

$$\Pi_1(P_1) := T_1(P_1)P_1 - И_1(P_1),$$

$$\Pi_2(P_2) := T_2(P_2)P_2 - И_2(P_2),$$

$$\Pi_3(P_3) := T_3(P_3)P_3 - И_3(P_3).$$

Распределение активной мощности по критерию максимума прибыли для 1–4 месяцев:

$$P_{\text{нагр}} = 315 \text{ МВт}.$$

Начальное приближение:

$$P_3 = 100 \text{ МВт},$$

$$P_2 = 100 \text{ МВт},$$

$$P_1 = P_{\text{нагр}} - P_2 - P_3 = 115 \text{ МВт}.$$

Условия оптимальности (одно и то же для всех месяцев):

$$f(P_1, P_2, P_3) = И_1(P_1) + И_2(P_2) + И_3(P_3) \Rightarrow \max.$$

Ограничения (одни и те же для всех месяцев):

$$P_1 \leq P_{1\text{max}}, P_2 \leq P_{2\text{max}}, P_3 \leq P_{3\text{max}},$$

$$P_1 \geq P_{1\text{min}}, P_2 \geq P_{2\text{min}}, P_3 \geq P_{3\text{min}},$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_{\text{нагр}}.$$

Решение:

$$\begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} := \text{Minimize}(f, P_1, P_2, P_3) = \begin{pmatrix} 135 \\ 130 \\ 50 \end{pmatrix} \text{ МВт.}$$

Прибыль от реализации электроэнергии для каждой станции:

$$\Pi_1 := T_1(P_1)P_1 - И_1(P_1) = 5035,79,$$

$$\Pi_2 := T_2(P_2)P_2 - И_2(P_2) = 6005,741,$$

$$\Pi_3 := T_3(P_3)P_3 - И_3(P_3) = 230,608,$$

$$\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 = 11272,14.$$

### С потерями

Распределение активной мощности по критерию максимума прибыли для 1–4 месяцев:

$$P_{\text{нагр}} = 315 \text{ МВт.}$$

Начальное приближение:

$$P_3 = 100 \text{ МВт,}$$

$$P_2 = 100 \text{ МВт,}$$

$$P_1 = P_{\text{нагр}} - P_2 - P_3 = 115 \text{ МВт.}$$

Прибыль от реализованной электроэнергии для каждой станции найдем как разницу между выручкой от полезно отпущенной мощности и затратами на выработку полной мощности на станции:

$$\Pi_1(P_1) := T_1(P_1)(P_1 - \Delta P_1(P_1)) - И_1(P_1),$$

$$\Pi_2(P_2) := T_2(P_2)(P_2 - \Delta P_2(P_2)) - И_2(P_2),$$

$$\Pi_3(P_3) := T_3(P_3)(P_3 - \Delta P_3(P_3)) - И_3(P_3).$$

Условия оптимальности (одно и то же для всех месяцев):

$$f(P_1, P_2, P_3) = \Pi_1(P_1) + \Pi_2(P_2) + \Pi_3(P_3) \Rightarrow \max.$$

Ограничения (одни и те же для всех месяцев):

$$P_1 \leq P_{1\max}, \quad P_2 \leq P_{2\max}, \quad P_3 \leq P_{3\max},$$

$$P_1 \geq P_{1\min}, \quad P_2 \geq P_{2\min}, \quad P_3 \geq P_{3\min},$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_{\text{нагр}} + \Delta P_1(P_1) + \Delta P_2(P_2) + \Delta P_3(P_3).$$

Решение:

$$\begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} := \text{Minimize}(f, P_1, P_2, P_3) = \begin{pmatrix} 137,585 \\ 130 \\ 56,163 \end{pmatrix} \text{ МВт.}$$

Потери в сетях:

$$\Delta P_1(P_1) = 3,951 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_2(P_2) = 3,919 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_3(P_3) = 0,878 \text{ МВт}.$$

Прибыль от реализации электроэнергии для каждой станции:

$$\Pi_1 := T_1(P_1)(P_1) - И_1(P_1 + \Delta P_1(P_1)) = 5176,925,$$

$$\Pi_2 := T_2(P_2)(P_2) - И_2(P_2 + \Delta P_2(P_2)) = 6003,441,$$

$$\Pi_3 := T_3(P_3)(P_3) - И_3(P_3 + \Delta P_3(P_3)) = 571,36,$$

$$\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 = 11751,727.$$

## Вывод

Как видно из сравнительных таблиц, генерируемая мощность с учетом потерь изменяется незначительно, соответственно и прибыль также изменяется не слишком заметно.

2.4. Оценка влияния учета потерь мощности в сети на результаты расчетов (табл. П5.9, П5.10 и П5.11)

Т а б л и ц а П 5.9

**Критерий минимума расхода топлива ( $B(P) \Rightarrow \min$ )**

Результаты расчета	1–4 месяца							5–8 месяца							9–12 месяца						
	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$\Pi_1$	$\Pi_2$	$\Pi_3$	$\Pi_{\Sigma}$	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$\Pi_1$	$\Pi_2$	$\Pi_3$	$\Pi_{\Sigma}$	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$\Pi_1$	$\Pi_2$	$\Pi_3$	$\Pi_{\Sigma}$
С потерями	133,759	84,464	124,478	5172	3421	4060	12653	108,63	62,641	105,181	3781	2175	2998	8954	133,759	84,464	124,478	5172	3421	4060	12653
Без потерь	123,259	75,378	116,362	4592	2903	3615	11110	106,179	60,498	103,323	3646	2053	2896	8595	130,083	81,288	121,629	4970	3241	3905	12116

Т а б л и ц а П 5.10

**Критерий минимума издержек ( $I(P) \Rightarrow \min$ )**

Результаты расчета	1–4 месяца							5–8 месяца							9–12 месяца						
	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$\Pi_1$	$\Pi_2$	$\Pi_3$	$\Pi_{\Sigma}$	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$\Pi_1$	$\Pi_2$	$\Pi_3$	$\Pi_{\Sigma}$	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$\Pi_1$	$\Pi_2$	$\Pi_3$	$\Pi_{\Sigma}$
С потерями	113,845	84,387	125,509	3863	3406	4397	11666	96,977	68,427	111,08	2929	2494	3602	9025	120,638	90,78	131,331	4239	3770	4717	12726
Без потерь	110,074	79,569	125,357	3655	3131	4390	11176	94,126	64,47	111,404	2772	2269	3621	8661	116,472	85,592	130,936	4010	3475	4967	12182

Т а б л и ц а П 5.11

Критерий максимума прибыли ( $\Pi(P) \Rightarrow \max$ )

Результаты расчета	1-4 месяцы							5-8 месяцы							9-12 месяцы						
	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$\Pi_1$	$\Pi_2$	$\Pi_3$	$\Pi_2$	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$\Pi_1$	$\Pi_2$	$\Pi_3$	$\Pi_2$	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$\Pi_1$	$\Pi_2$	$\Pi_3$	$\Pi_2$
С потерями	137,585	130	56,163	5177	6003	571	11751	96,561	130	50	2906	6003	230	9139	146,412	130	66,202	5665	6003	1126	12795
Без потерь	135	130	50	5036	6006	231	11272	90	130	50	2543	6006	231	8779	146,46	130	56,54	4095	4296	3821	12212

### 3. Оценка эффекта от оптимизации по различным критериям

Эффект от оптимизации определяется по сравнению с исходным режимом, приведенным в табл. П1.4. Цены приняты равные удельным издержкам, полученным в пункте 1.3:

$$C_1 = И_{B\_уд1} = 7,678 \text{ у.е/т у.т.},$$

$$C_2 = И_{B\_уд2} = 7,1 \text{ у.е/т у.т.},$$

$$C_3 = И_{B\_уд3} = 6,346 \text{ у.е/т у.т.}$$

Переменные тарифы для каждой станции:

$$T_1 = 55,8 + 0,001 \cdot 0,00012P^2 = 55,8 + 12 \cdot 10^{-8} P^2,$$

$$T_2 = 57,5 + 0,001 \cdot 0,00015P^2 = 57,5 + 15 \cdot 10^{-8} P^2,$$

$$T_3 = 55,5 + 0,001 \cdot 0,00017P^2 = 55,5 + 17 \cdot 10^{-8} P^2.$$

Издержки:

$$И_1(P_1) := 320C_1 + 0,02P_1C_1 + 0,00012P_1^2C_1 + 1,6 \cdot 10^{-7} P_1^3C_1,$$

$$И_2(P_2) := 200C_2 + 0,03P_2C_2 + 0,00015P_2^2C_2 + 2,5 \cdot 10^{-7} P_2^3C_2,$$

$$И_3(P_3) := 400C_3 + 0,01P_3C_3 + 0,00017P_3^2C_3 + 1,8 \cdot 10^{-7} P_3^3C_3.$$

#### 3.1. Расчет исходного режима

##### **Без потерь**

План загрузки станций для 1–4 месяцев:

$$P_{\text{нагр}} = 315 \text{ МВт},$$

$$P_1 = 110 \text{ МВт},$$

$$P_2 = 85 \text{ МВт},$$

$$P_3 = 120 \text{ МВт}.$$

Прибыль от реализации электроэнергии для каждой станции для 1–4 месяцев без учета потерь в сети:

$$\Pi_1 := T_1(P_1)P_1 - И_1(P_1) = 3651,525,$$

$$\Pi_2 := T_2(P_2)P_2 - И_2(P_2) = 3441,431,$$

$$\Pi_3 := T_3(P_3)P_3 - И_3(P_3) = 4095,171,$$

$$\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 = 11188,127.$$

### С потерями

Для учета потерь в сети сделаем допущение, что для каждой станции независимо от периода времени

$$P_{i\text{ген}} = P_i + \Delta P_i,$$

где  $P_i$  – плановая загрузка станции без учета потерь в соответствии с исходным режимом.

Потери в линиях находятся по следующим формулам:

$$\Delta P_i = \frac{\left( P_{i\text{ген}}^2 + (\text{tg } \varphi_i P_{i\text{ген}})^2 \right)}{U^2} R_i.$$

Или

$$\Delta P_i = P_{i\text{ген}}^2 \frac{(1 + \text{tg } \varphi_i^2) R_i}{U^2}.$$

Таким образом, для первой станции

$$P_{1\text{ген}} = P_1 + P_{1\text{ген}}^2 \frac{(1 + 0,35^2)9}{220^2} = P_1 + P_{1\text{ген}}^2 \cdot 3,389 \cdot 10^{-4}.$$

Для второй станции

$$P_{2\text{ген}} = P_2 + P_{2\text{ген}}^2 \frac{(1 + 0,35^2)10}{220^2} = P_2 + P_{2\text{ген}}^2 \cdot 3,765 \cdot 10^{-4}.$$

Для третьей станции

$$P_{3\text{ген}} = P_3 + P_{3\text{ген}}^2 \frac{(1+0,35^2)12}{220^2} = P_3 + P_{3\text{ген}}^2 \cdot 4,519 \cdot 10^{-4}.$$

Данные уравнения можно решить как обыкновенные квадратные уравнения.

Для 1–4 месяцев:

$$P_{\text{нагр}} = 315 \text{ МВт},$$

$$P_1 = 110 \text{ МВт},$$

$$P_2 = 85 \text{ МВт},$$

$$P_3 = 120 \text{ МВт}.$$

Для первой станции

$$-P_{1\text{ген}}^2 \cdot 3,389 \cdot 10^{-4} + P_{1\text{ген}} - 110 = 0,$$

$$P_{1\text{ген}} = 114,438 \text{ МВт}.$$

Для второй станции

$$-P_{2\text{ген}}^2 \cdot 3,765 \cdot 10^{-4} + P_{2\text{ген}} - 85 = 0,$$

$$P_{2\text{ген}} = 87,91 \text{ МВт}.$$

Для третьей станции

$$-P_{3\text{ген}}^2 \cdot 4,519 \cdot 10^{-4} + P_{3\text{ген}} - 120 = 0,$$

$$P_{3\text{ген}} = 127,326 \text{ МВт}.$$

Потери в линиях

$$\Delta P_1 := \frac{[P_1^2 + (0,35P_1)^2]R_1}{U^2} = 2,734 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_2 := \frac{[P_2^2 + (0,35P_2)^2] R_2}{U^2} = 1,792 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_3 := \frac{[P_3^2 + (0,35P_3)^2] R_3}{U^2} = 4,512 \text{ МВт}.$$

Прибыль от реализации электроэнергии для каждой станции для 1–4 месяцев с учетом потерь в сети:

$$\Pi_1 := T_1(P_1)P_1 - И_1(P_1 + \Delta P_1) = 3896,242,$$

$$\Pi_2 := T_3(P_3)P_2 - И_2(P_2 + \Delta P_2) = 3431,096,$$

$$\Pi_3 := T_3(P_3)P_3 - И_3(P_3 + \Delta P_3) = 4497,053,$$

$$\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 = 11824,39.$$

### 3.2. Оценка эффекта от оптимизации

Для удобства оценки эффекта от оптимизации по различным критериям все данные, полученные в ходе расчетов, сведем в таблицу (табл. П5.12 и П5.13).

Таблица П5.12

#### Оценка эффекта от оптимизации (без учета потерь)

1–4 месяца	Исходный режим	$B(P) \Rightarrow \min$	$И(P) \Rightarrow \min$	$\Pi(P) \Rightarrow \max$
$P_1$	110 МВт	123,259 МВт	110,074 МВт	135 МВт
$P_2$	85 МВт	75,378 МВт	79,569 МВт	130 МВт
$P_3$	120 МВт	116,362 МВт	125,357 МВт	50 МВт
$\Pi_1$	3651 у.е.	4592 у.е.	3655 у.е.	5036 у.е.
$\Pi_2$	3442 у.е.	2903 у.е.	3131 у.е.	6006 у.е.
$\Pi_3$	4095 у.е.	3615 у.е.	4390 у.е.	231 у.е.
$\Pi_\Sigma$	11188 у.е.	11110 у.е.	11176 у.е.	11272 у.е.

## Оценка эффекта от оптимизации (с учетом потерь)

1–4 ме- сяцы	Исходный режим	$B(P) \Rightarrow \min$	$I(P) \Rightarrow \min$	$\Pi(P) \Rightarrow \max$
$P_1$	114,438 МВт	133,759 МВт	113,845 МВт	137,585 МВт
$P_2$	87,91 МВт	84,464 МВт	84,387 МВт	130 МВт
$P_3$	127,91 МВт	124,478 МВт	125,509 МВт	56,163 МВт
$\Pi_1$	3896 у.е.	5172 у.е.	3863 у.е.	5177 у.е.
$\Pi_2$	3431 у.е.	3421 у.е.	3406 у.е.	6003 у.е.
$\Pi_3$	4497 у.е.	4060 у.е.	4397 у.е.	571 у.е.
$\Pi_\Sigma$	11824 у.е.	12653 у.е.	11666 у.е.	11751 у.е.

**Русина Анастасия Георгиевна  
Сидоркин Юрий Михайлович  
Лькин Анатолий Владимирович  
Арестова Анна Юрьевна  
Бородин Дмитрий Николаевич**

## **ОПТИМИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

**Учебно-методическое пособие**

Редактор *И.Л. Кескевич*  
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*  
Корректор *И.Е. Семенова*  
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*  
Компьютерная верстка *С.И. Ткачева*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции  
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

---

Подписано в печать 27.03.2015. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 100 экз.  
Уч.-изд. л. 9,06. Печ. л. 9,75. Изд. № 253/14. Заказ № 508. Цена договорная

---

Отпечатано в типографии  
Новосибирского государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20