

Методические рекомендации к контрольной работе

Контрольная работа по дисциплине «Оптимальные режимы работы генерирующих источников» содержит 4 задания:

- 1) определение оптимальной загрузки турбогенераторов теплофикационной электростанции на основе принципа равенства относительных приростов;
- 2) определение оптимальной загрузки турбогенераторов собственной ТЭЦ промышленного предприятия с помощью метода динамического программирования;
- 3) определение оптимального распределения мощностей в энергорайоне, состоящем из четырех пылеугольных КЭС и имеющем один узел связи с энергосистемой, градиентным методом;
- 4) нахождение оптимальной стратегии вывода в резерв агрегатов энергосистемы при снижении нагрузки в ней на основе критерия выгоды отключения.

Примеры выполнения заданий.

Пример выполнения задания №1. Найти графически оптимальное распределение активных мощностей между тремя генераторами ТЭЦ, пользуясь методом относительных приростов, при суммарной выработке, равной 65 МВт. Характеристики относительных приростов приведены на рис. 1. В качестве критерия оптимальности принять минимум расхода свежего пара.

Для этого построим эквивалентную характеристику относительных приростов, также показанную на рис. 1. Эквивалентная характеристика относительных приростов строится путем сложения мощностей генераторов, соответствующих одному и тому же значению относительного прироста. В случае выхода за ограничение какой-либо из характеристик – сложение ведется по величине этого ограничения в соответствии с рис. 2.2 в теоретическом материале к теме №2 (так, на рис. 1 при относительном приросте расхода пара, равном 19 т/(МВт·ч), нагрузка второго генератора принята 20 МВт). Задаваясь суммарной выработкой 65 МВт, по эквивалентной характеристике находим относительный прирост 11 т/(МВт·ч). По этой величине на характеристиках относительных приростов генераторов находим оптимальные значения нагрузки – 26 МВт, 17 МВт и 24 МВт.

Далее предположим, что вследствие отклонения распределения мощностей от оптимального имело место снижение нагрузки генератора №1 (см. рис. 2) на 5 МВт с увеличением нагрузки генератора №3 так же на 5 МВт. Найдём перерасход пара, вызванный отклонением от оптимального режима. На рис. 2 и рис. 3 показаны ХОП генераторов №1 и №3, на которые нанесены величины изменения нагрузки с соответствующими изменениями относительных приростов расхода пара.

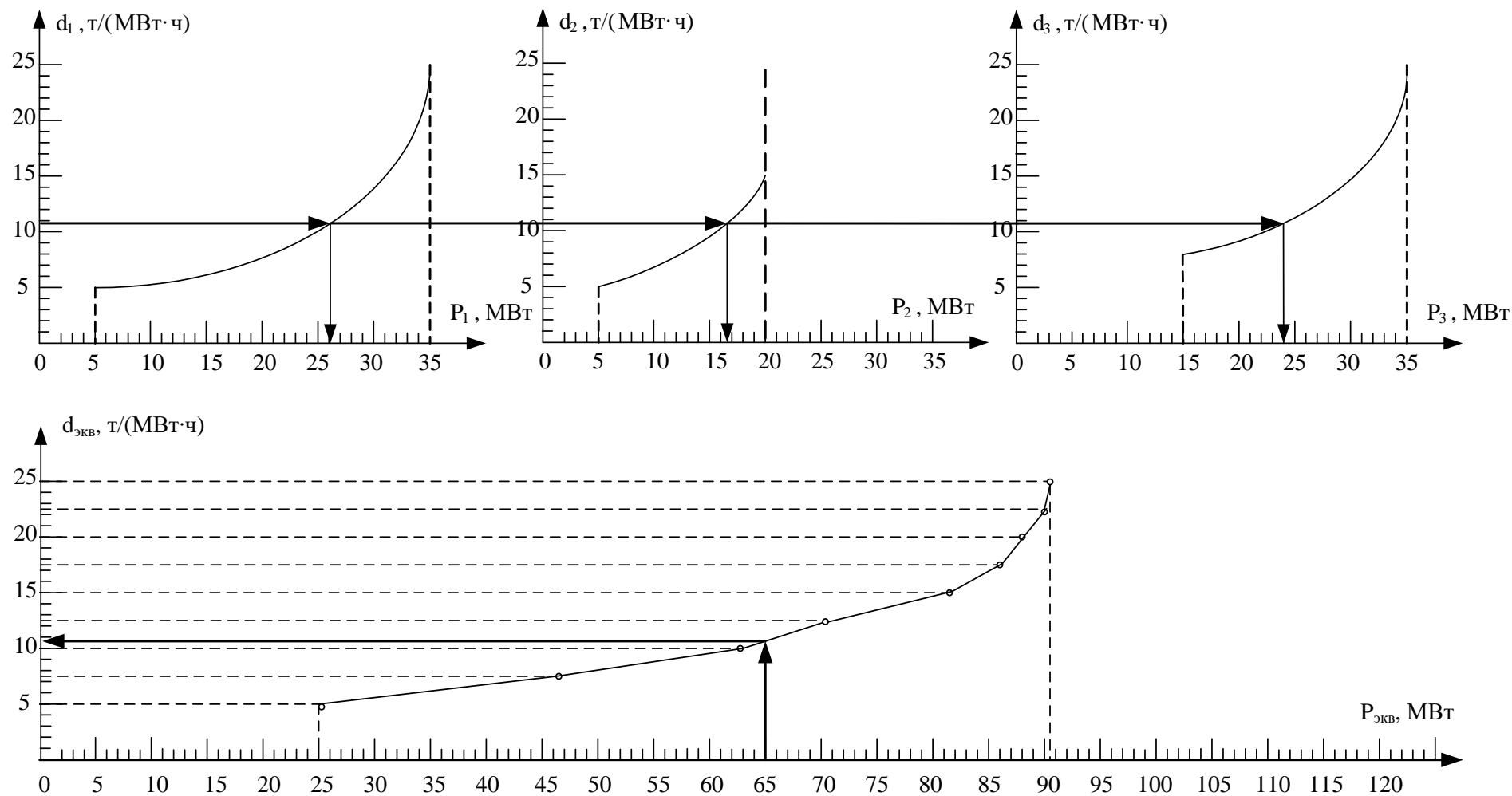


Рис. 1. Построение эквивалентной характеристики относительных приростов между генераторами ТЭС и определение на ее основе оптимальной загрузки генераторов по заданной суммарной выработке

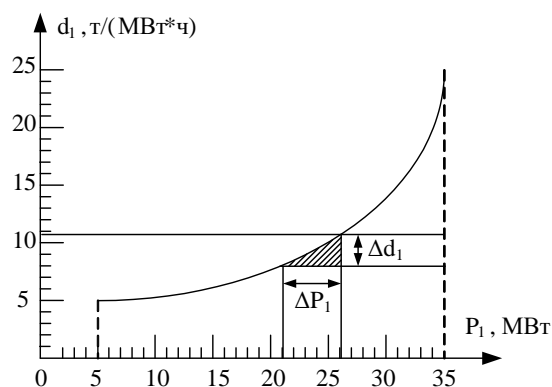


Рис. 2. Характеристика относительных приростов генератора №1 с нанесенным на нее отклонением от оптимального режима

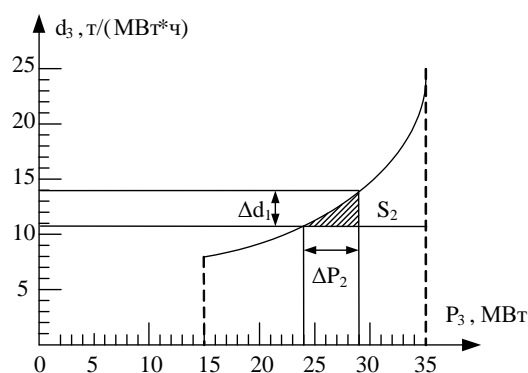


Рис. 3. Характеристика относительных приростов генератора №3 с нанесенным на нее отклонением от оптимального режима

При малых отклонениях от оптимального режима и непрерывности ХОП можно считать, что площадки S_1 и S_2 представляют собой треугольники. Учитывая это, можем считать, что перерасход пара равен сумме S_1 и S_2 :

$$\Delta D = S_1 + S_2 = \frac{\Delta d_1 \Delta P_1}{2} + \frac{\Delta d_2 \Delta P_2}{2} = \frac{3 \cdot 5}{2} + \frac{2,5 \cdot 5}{2} = 13,75 \text{ MBT.}$$

Пример выполнения задания №2. Найти оптимальное распределение активных мощностей между тремя турбогенераторами методом динамического программирования. Расходные характеристики турбин заданы в табличном виде как зависимости расхода свежего пара от электрической нагрузки.

Таблица 1

Генератор №1

$D_{0(1)}$, т/ч	40	60	70	85
P_1 , МВт	2	4	6	8
C_1 , руб./ч	7 600	11 400	13 300	16 150

Таблица 2

Генератор №2

$D_{0(2)}$, т/ч	36	40	60	62	76
P_2 , МВт	2	4	6	8	10
C_2 , руб./ч	7 560	8 400	12 600	13 020	15 960

Таблица 3

Генератор №3

$D_{0(3)}$, т/ч	20	35	55
P_3 , МВт	2	4	6
C_3 , руб./ч	2 600	4 550	7 150

В качестве критерия оптимальности принять минимум стоимости расхода свежего пара. Считать, что стоимость пара на всех точках характеристики одинакова и равна для первого агрегата 190 руб./т, для второго агрегата – 210 руб./т, для третьего агрегата – 130 руб./т. Нагрузка предприятия равна 120 МВт. Необходимо обеспечить прием из районной энергосистемы, равный 100 МВт.

Первоначально представим расходные характеристики в виде зависимостей стоимости часового расхода свежего пара на турбину от ее электрической нагрузки. Полученные характеристики приведены в табл. 1 – табл. 3.

Получим эквивалентную характеристику генераторов №1 и №2 (от 2 МВт до 18 МВт). Примем шаг, равный 2 МВт. Характеристику для двух агрегатов построим методом прямого перебора.

Точка 4 МВт:

$$2+2: 7600+7560=15160 \text{ руб./ч.}$$

Точка 6 МВт:

$$\underline{2+4}: 7600+8400=16000 \text{ руб./ч.}$$

$$4+2: 11400+7560=18960 \text{ руб./ч.}$$

Точка 8 МВт:

$$2+6: 7600+12600=20200 \text{ руб./ч.}$$

$$\underline{4+4}: 11400+8400=19800 \text{ руб./ч.}$$

$$6+2: 13300+7560=20860 \text{ руб./ч.}$$

Точка 10 МВт:

$$\underline{2+8}: 7600+13020=20620 \text{ руб./ч.}$$

$$4+6: 11400+12600=24000 \text{ руб./ч.}$$

$$6+4: 13300+8400=21700 \text{ руб./ч.}$$

$$8+2: 16150+7560=23710 \text{ руб./ч.}$$

Точка 12 МВт:

$$\underline{2+10}: 7600+15960=23560 \text{ руб./ч.}$$

$$4+8: 11400+13020=24420 \text{ руб./ч.}$$

$$6+6: 13300+12600=25900 \text{ руб./ч.}$$

$$8+4: 16150+8400=24550 \text{ руб./ч.}$$

Точка 14 МВт:

$$4+10: 11400+15960=27360 \text{ руб./ч.}$$

$$\underline{6+8}: 13300+13020=26320 \text{ руб./ч.}$$

$$8+6: 16150+12600=28750 \text{ руб./ч.}$$

Точка 16 МВт:

$$6+10: 13300+15960=29260 \text{ руб./ч.}$$

$$\underline{8+8}: 16150+13020=29170 \text{ руб./ч.}$$

Точка 18 МВт:

$$8+10: 16150+15960=32110 \text{ руб./ч.}$$

Эквивалентная характеристика двух агрегатов будет иметь следующий вид (табл. 4).

Таблица 4

C_{1-2}	15160	16000	19800	20620	23560	26320	29170	32110
P_{1-2}	4	6	8	10	12	14	16	18
P_1	2	2	4	2	2	6	8	8
P_2	2	4	4	8	10	8	8	10

В каждом столбце таблицы приведены мощности первого P_1 и второго P_2 агрегатов, сочетание которых дает наименьшую возможную стоимость при заданной суммарной нагрузке P_{1-2} .

Затем складываем характеристики генератора №3 и эквивалентного генератора №1 - 2. Получаем общую эквивалентную характеристику от 6 МВт до 24 МВт.

Точка 6 МВт:

$$2+4: 2600+15160=17760 \text{ руб./ч.}$$

Точка 8 МВт:

$$\underline{2+6}: 2600+16000=18600 \text{ руб./ч.}$$

$$4+4: 4550+15160=19710 \text{ руб./ч.}$$

Точка 10 МВт:

2+8: $2600+19800=22400$ руб./ч.

4+6: $4550+16000=20550$ руб./ч.

6+4: $7150+15160=22310$ руб./ч.

Точка 12 МВт:

2+10: $2600+20620=23220$ руб./ч.

4+8: $4550+19800=24350$ руб./ч.

6+6: $7150+16000=23150$ руб./ч.

Точка 14 МВт:

2+12: $2600+23560=26160$ руб./ч.

4+10: $4550+20620=25170$ руб./ч.

6+8: $7150+19800=26950$ руб./ч.

Точка 16 МВт:

2+14: $2600+26320=28920$ руб./ч.

4+12: $4550+23560=28110$ руб./ч.

6+10: $7150+20620=27770$ руб./ч.

Точка 18 МВт:

2+16: $2600+29170=31770$ руб./ч.

4+14: $4550+26320=30870$ руб./ч.

6+12: $7150+23560=30710$ руб./ч.

Точка 20 МВт:

2+18: $2600+32110=34710$ руб./ч.

4+16: $4550+29170=33720$ руб./ч.

6+14: $7150+26320=33470$ руб./ч.

Точка 22 МВт:

4+18: $4550+32110=36660$ руб./ч.

6+16: $7150+29170=36320$ руб./ч.

Точка 24 МВт:

6+18: $7150+32110=39260$ руб./ч.

Таблица 5

C_{1-2-3}	17760	18600	20550	23350	25170	27770	30710	33470	36320	39260
P_{1-2-3}	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P_{1-2}	4	6	6	6	10	10	12	14	16	18
P_3	2	2	4	6	4	6	6	6	6	6

В соответствии с балансовым условием на три генератора будет приходиться суммарная выработка $120-100=20$ МВт. В табл. 5 находим точку $P_{1-2-3}=20$ МВт, при этом $P_3=6$ МВт и $P_{1-2}=14$ МВт. По последней величине из табл. 4 находим оптимальную выработку оставшихся генераторов – $P_1=6$ МВт и $P_2=8$ МВт.

Пример выполнения задания №3.

Найти оптимальное распределение мощностей между четырьмя конденсационными электростанциями методом наискорейшего градиентного спуска. Потерями активной мощности в сети пренебречь. Характеристики удельных расходов электростанций приведены на рис. 4–7. Нагрузка в схеме составляет 385 МВт. Считать, что связь с остальной энергосистемой осуществляется через один балансирующий узел, в исходном режиме переток через него отсутствует. Нагрузка электростанций при этом составляет $P_1^{(0)} = 50$ МВт, $P_2^{(0)} = 35$ МВт, $P_3^{(0)} = 120$ МВт, $P_4^{(0)} = 180$ МВт. Топливо – энергетический уголь, стоимость – 3000 руб./т. Стоимость электроэнергии, передаваемой через балансирующий узел, принять равной 2 руб./(кВт·ч) независимо от знака сальдо-перетока.

На нулевом приближении получаем затраты на выработку электроэнергии в час:

$$\begin{aligned} C^{(0)} &= (P_1^{(0)}b_{y\partial 1}^{(0)} + P_2^{(0)}b_{y\partial 2}^{(0)} + P_3^{(0)}b_{y\partial 3}^{(0)} + P_4^{(0)}b_{y\partial 4}^{(0)})C_0 = \\ &= (50 \cdot 11,5 + 35 \cdot 9 + 120 \cdot 27 + 180 \cdot 50) \cdot 3000 = 39390000 \text{ руб.} \end{aligned}$$

На первой итерации определяем направление спуска. Шаг спуска принимаем равным 5 МВт.

КЭС-1, +5 МВт ($b_{y\partial 1} = 13 \text{ т/(МВт}\cdot\text{ч)}$):

$$C_1^{(1)} = (55 \cdot 13 + 35 \cdot 9 + 120 \cdot 27 + 180 \cdot 50) \cdot 3000 - 5000 \cdot 1 = 39805000 \text{ руб.}$$

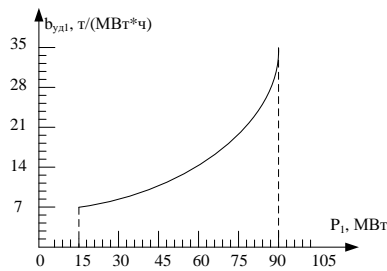


Рис. 4. Характеристика удельного расхода КЭС-1

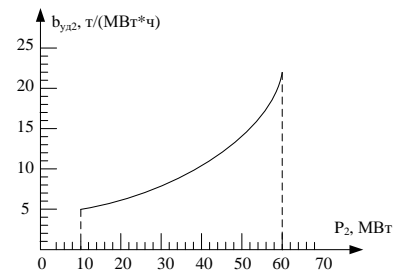


Рис. 5. Характеристика удельного расхода КЭС-2

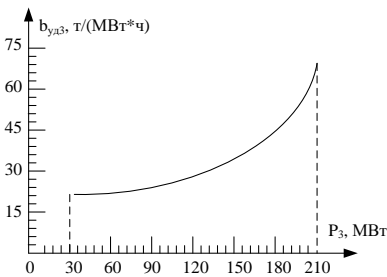


Рис. 6. Характеристика удельного расхода КЭС-3

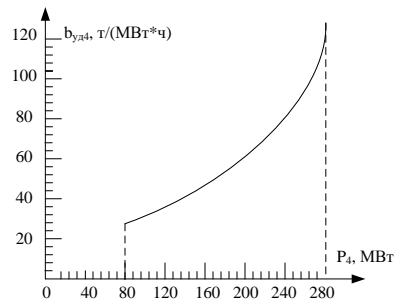


Рис. 7. Характеристика удельного расхода КЭС-4

КЭС-1, −5 МВт ($b_{y\partial 1} = 10 \text{ т/(МВт}\cdot\text{ч)}$):

$$C_2^{(1)} = (45 \cdot 10 + 35 \cdot 9 + 120 \cdot 27 + 180 \cdot 50) \cdot 3000 + 5000 \cdot 1 = 39020000 \text{ руб.}$$

Составляющие вектора-антиградиента целевой функции в первом и втором случаях:

$$\Delta_1^{(0)} = \frac{39805000 - 39390000}{50 \cdot 11,5 - 55 \cdot 13} = -2964 \text{ руб./т};$$

$$\Delta_1^{(1)} = \frac{39020000 - 39390000}{50 \cdot 11,5 - 45 \cdot 10} = -2960 \text{ руб./т}.$$

Принимаем для КЭС-1 положительное направление.

КЭС-2, +5 МВт ($b_{y02} = 10,5$ т/(МВт·ч)):

$$C_1^{(1)} = (50 \cdot 11,5 + 40 \cdot 10,5 + 120 \cdot 27 + 180 \cdot 50) \cdot 3000 - 5000 \cdot 1 = 39700000 \text{ руб.}$$

КЭС-2, -5 МВт ($b_{y02} = 8$ т/(МВт·ч)):

$$C_2^{(1)} = (50 \cdot 11,5 + 30 \cdot 8 + 120 \cdot 27 + 180 \cdot 50) \cdot 3000 + 5000 \cdot 1 = 39170000 \text{ руб.}$$

Составляющие вектора-антиградиента:

$$\Delta_2^{(0)} = \frac{39700000 - 39390000}{35 \cdot 9 - 40 \cdot 10,5} = -2952 \text{ руб./т};$$

$$\Delta_2^{(1)} = \frac{39170000 - 39390000}{35 \cdot 9 - 30 \cdot 8} = -2933 \text{ руб./т.}$$

Принимаем для КЭС-2 положительное направление.

Определяем направление спуска для КЭС-3 (27 т/(МВт·ч)).

КЭС-3, +5 МВт ($b_{y03} = 29$ т/(МВт·ч)):

$$C_1^{(1)} = (50 \cdot 11,5 + 35 \cdot 9 + 125 \cdot 29 + 180 \cdot 50) \cdot 3000 - 5000 \cdot 1 = 40540000 \text{ руб.}$$

КЭС-3, -5 МВт ($b_{y03} = 26$ т/(МВт·ч)):

$$C_2^{(1)} = (50 \cdot 11,5 + 35 \cdot 9 + 115 \cdot 26 + 180 \cdot 50) \cdot 3000 + 5000 \cdot 1 = 38645000 \text{ руб.}$$

Составляющие вектора-антиградиента:

$$\Delta_3^{(0)} = \frac{40540000 - 39390000}{120 \cdot 27 - 125 \cdot 29} = -2987 \text{ руб./т};$$

$$\Delta_3^{(1)} = \frac{38645000 - 39390000}{120 \cdot 27 - 115 \cdot 26} = -2980 \text{ руб./т}.$$

Принимаем для КЭС-3 положительное направление.

Теперь определим направление спуска для КЭС-4 (50 т/(МВт·ч)).

КЭС-4, +5 МВт ($b_{y\partial 4} = 56 \text{ т/(МВт·ч)}$):

$$C_1^{(1)} = (50 \cdot 11,5 + 35 \cdot 9 + 120 \cdot 27 + 185 \cdot 56) \cdot 3000 - 5000 \cdot 1 = 43465000 \text{ руб.}$$

КЭС-4, -5 МВт ($b_{y\partial 4} = 48 \text{ т/(МВт·ч)}$):

$$C_2^{(1)} = (50 \cdot 11,5 + 35 \cdot 9 + 120 \cdot 27 + 175 \cdot 48) \cdot 3000 + 5000 \cdot 1 = 37595000 \text{ руб.}$$

Составляющие вектора-антиградиента:

$$\Delta_4^{(0)} = \frac{43465000 - 39390000}{180 \cdot 50 - 185 \cdot 56} = -2996 \text{ руб./т};$$

$$\Delta_4^{(1)} = \frac{37595000 - 39390000}{180 \cdot 50 - 175 \cdot 48} = -2991 \text{ руб./т}.$$

Принимаем для КЭС-4 положительное направление.

На этой же итерации по определенным выше направлениям выполняем перемещение изображающей точки по всем координатам с тем же шагом – 5 МВт – и рассчитываем новое значение целевой функции:

$$C^{(2)} = (55 \cdot 13 + 40 \cdot 12 + 125 \cdot 29 + 185 \cdot 56) \cdot 3000 - 20000 \cdot 1 = 45520000 \text{ руб.}$$

На второй итерации определяем новое значение шага $5 \cdot 1,3 = 6,5$ МВт. Принимаем для КЭС-1 61,5 МВт, для КЭС-2 – 46,5 МВт, для КЭС-3 – 131,5 МВт, для КЭС-4 – 191,5 МВт. Тогда новое значение целевой функции:

$$C^{(3)} = (61,5 \cdot 14 + 46,5 \cdot 7 + 131,5 \cdot 19 + 191,5 \cdot 60) \cdot 3000 - 46000 \cdot 1 = 45479000 \text{ руб.}$$

Определяем новые значения составляющих антиградиента:

$$\Delta_1^{(2)} = \frac{45479000 - 45520000}{55 \cdot 13 - 61,5 \cdot 14} = 280 \text{ руб./т};$$

$$\Delta_2^{(2)} = \frac{45479000 - 45520000}{40 \cdot 12 - 46,5 \cdot 7} = -265 \text{ руб./т};$$

$$\Delta_3^{(2)} = \frac{45479000 - 45520000}{125 \cdot 29 - 131,5 \cdot 19} = -36 \text{ руб./т};$$

$$\Delta_4^{(2)} = \frac{45479000 - 45520000}{185 \cdot 56 - 191,5 \cdot 60} = 36 \text{ руб./т}.$$

Соответствующие скалярные произведения:

$$\text{КЭС-1: } -2964 \cdot (280) < 0;$$

$$\text{КЭС-2: } -2952 \cdot (-265) > 0;$$

$$\text{КЭС-3: } -2987 \cdot (-36) > 0;$$

$$\text{КЭС-4: } -2996 \cdot (36) < 0.$$

Новые значения шага для третьей итерации:

$$h_1^{(3)} = h_1^{(2)} \chi_2 = 6,5 \cdot 0,3 = 1,95 \text{ МВт};$$

$$h_2^{(3)} = h_2^{(2)} \chi_1 = 6,5 \cdot 1,1 = 7,15 \text{ МВт};$$

$$h_3^{(3)} = h_3^{(2)} \chi_1 = 6,5 \cdot 1,1 = 7,15 \text{ МВт};$$

$$h_4^{(3)} = h_4^{(2)} \chi_2 = 6,5 \cdot 0,3 = 1,95 \text{ МВт}.$$

Значение целевой функции на третьей итерации:

$$C^{(3)} = (64,1 \cdot 16 + 54,95 \cdot 14 + 139,95 \cdot 30 + 194,1 \cdot 64) \cdot 3000 - 18200 \cdot 1 = 55229200,0 \text{ руб.}$$

Далее расчеты выполняются аналогично до достижения экстремума.

Пример выполнения задания №4.

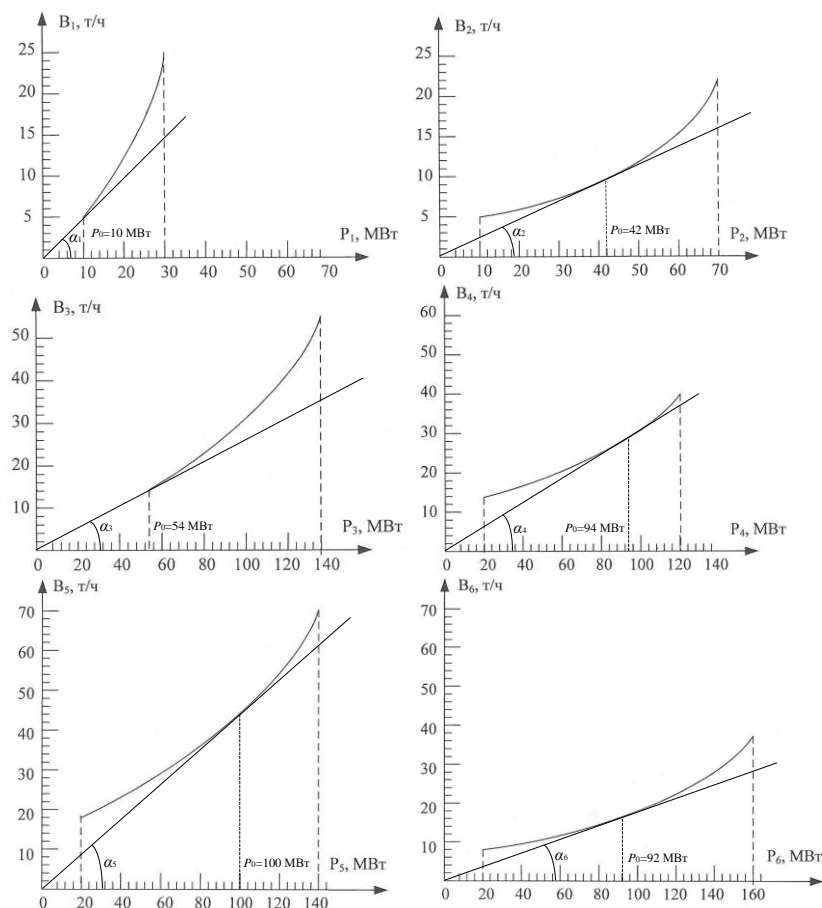


Рис. 8. Расходные характеристики

По заданным расходным характеристикам (см. рис. 8) шести энергоблоков составить оптимальную стратегию вывода их в резерв при снижении нагрузки в системе. В качестве критерия оптимальности принять минимум расхода топлива.

Экономические мощности показаны на том же рисунке. По расходным характеристикам строим ХОП всех блоков (рис. 9).

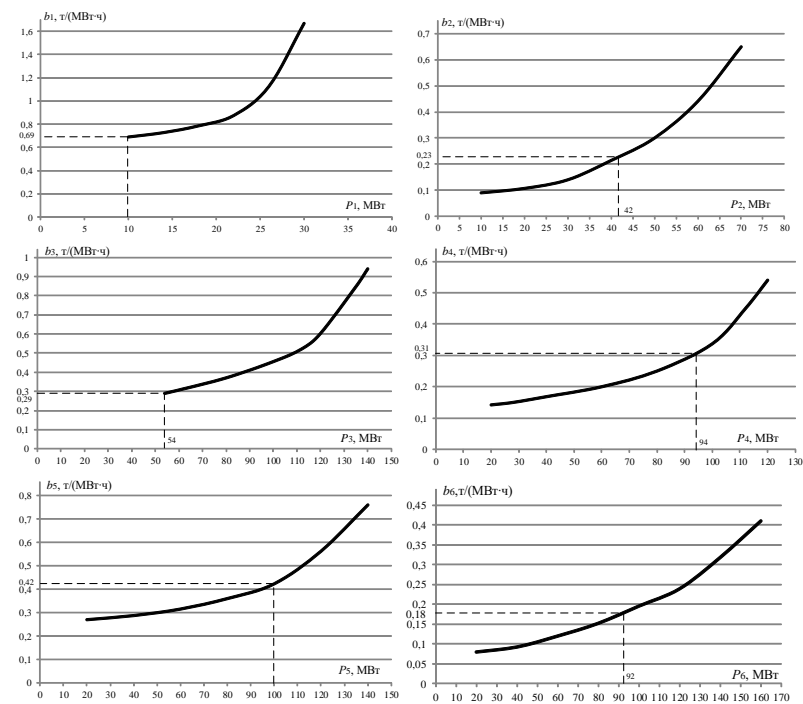


Рис. 9. Характеристики относительных приростов

На каждой ХОП найдено значение относительного прироста, соответствующего экономической мощности. Затем построена эквивалентная ХОП, приведенная на рис. 10.

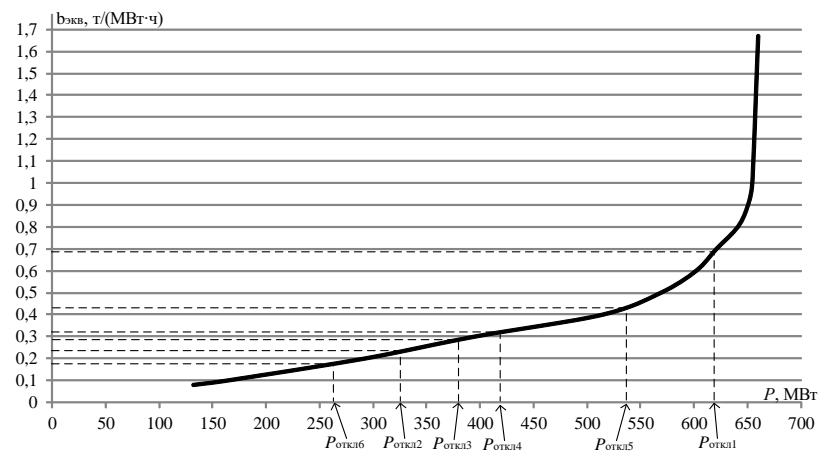


Рис. 10. Эквивалентная характеристика относительных приростов

Перенеся на неё полученные граничные относительные приросты отдельных энергоблоков, была получена оптимальная стратегия вывода в резерв агрегатов при снижении мощности нагрузки.

Таким образом, порядок вывода в резерв блоков следующий ($P_{откл n}$ – суммарная нагрузка, при которой целесообразно отключать блок с номером n):

$$P_{откл1} = 620 \text{ МВт}; P_{откл2} = 330 \text{ МВт}; P_{откл3} = 380 \text{ МВт};$$

$$P_{откл4} = 420 \text{ МВт}; P_{откл5} = 540 \text{ МВт}; P_{откл6} = 270 \text{ МВт}.$$