

ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРОГАЗОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЦИКЛОВ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ

А.А. Матявин

Белорусский национальный технический университет,

Беларусь, Минск, Alexwork555@mail.ru

Аннотация. В данной статье представлены результаты анализа параметрической оптимизации цикла для утилизации отходов очистных сооружений. Схема синтезирована на основе цикла Барановского для атомных электростанций и органического цикла Ренкина (ОРЦ). В статье представлены результаты численного анализа эффективности 2-ух схем: базовой, оригинальный цикл Барановского, и видоизмененной, модернизированной для огневой утилизации отходов очистных сооружений. В качестве инструментария для численного эксперимента использовались разработанные математические модели установок макроуровня.

Ключевые слова: Цикл Барановского, параметрическая оптимизация, иловый осадок, очистные сооружения, математическая модель.

PARAMETRIC OPTIMIZATION OF COMBINED CYCLE POWER CYCLES FOR RECYCLING WASTE TREATMENT PLANTS

A.A. Matsiavin

Belarusian National Technical University,

Belarus, Minsk, Alexwork555@mail.ru

Annotation. This article presents the results of the analysis of parametric optimization cycle for waste treatment facilities. The scheme, based on synthesized Baranovsky cycle for nuclear power plants and an organic Rankine cycle (ORC). The article presents the results of numerical analysis, you have the efficiency of 2-circuits: basic, original cycle Baranovsky, and species-modified, modernized for fire recovery of waste treatment facilities. As a tool for the numerical experiment used a mathematical model developed, whether macro settings.

Keywords: Baranowski cycle, parametric optimization, sludge sludge treatment facilities, mathematical model.

В настоящее время канализационная система городов представляет собой комплекс сложнейших наземных и подземных сооружений и коммуникаций. Промышленные и бытовые сточные воды города перекачиваются на очистные сооружения насосными станциями, расположенными по всей территории города и его пригородной зоны. Очистные сооружения городов представляют собой сложный производственный комплекс по очистке хозяйственно – фекальных и промышленных стоков от взвешенных веществ и органики. В настоящее время ежедневно в городе Минске образуется порядка 700 тысяч м³ сточных вод, которые по системе хозяйственно – фекальной канализации поступают на Минскую очистную станцию. Здесь нечистоты проходят полный цикл механической и биологической очистки. Общая продолжительность очистки составляет около 12 часов, при этом мутные потоки сточных вод превращаются в прозрачную воду, по качественным показателям соответствующим требованиям «Спецводопользования».

При этом в процессе очистки сточных вод образуется следующие виды осадков: отбросы с механических решеток – до 5 т/сут по сухому веществу, сырой осадок – до 100 т/сут по сухому веществу и избыточный активный ил – до 75 т/сут по сухому веществу. Сырой осадок и уплотненный избыточный активный ил проходят стадию механического обезвоживания и затем транспортируются на иловые пруды

Наращивание строительства иловых прудов (полигонов) нецелесообразно по нескольким причинам:

- 1) Ограниченные возможности по выделению земельных участков;
- 2) Большие затраты на строительство и последующую рекультивацию;

- 3) Экологические проблемы, возникающие при эксплуатации полигонов – потенциальных источников загрязнения атмосферы и подземных вод.
- 4) Осадки и илы сточных вод представляют собой бактериологическую и эпидемиологическую опасность. В них имеются все основные формы бактериальных организмов: кокки, палочки, спириллы, а также вирусы и большое число яиц гельминтов.

Поэтому традиционные методы обработки осадков, такие как, использование в качестве сельскохозяйственных удобрений, компостирование, захоронение не всегда эффективны и становятся экологически небезопасными.

Одним из распространённых способов решения проблемы является термическая обработка обработанного осадка, т.е. сжигание.

Экологическая эффективность при сжигании осадков сточных вод заключается в следующем:

- 1) Прекращается складирование необеззараженного осадка и отпадает необходимость в строительстве новых полигонов;
- 2) Сокращается выброс выхлопных газов от автомобильного транспорта (при транспортировке осадков на иловые пруды);
- 3) Очистка дымовых газов после сжигания осуществляется в соответствии с международными стандартами;

В рамках решения данной проблемы особой интерес представляет газотурбинные и паротурбинные установки с применением технологий по циклу Брайтона внешним подводом топлива и органического цикла Ренкина (ОРЦ). Наше внимание также было обращено на технологические схемы энергетических установок, разработанных ранее применительно к ядерной энергетике, и, в частности, на парогазовый цикл Барановского (ПГЦБ).

На рис. 1 представлена принципиальная схема парогазовой установки на основе цикла Барановского.

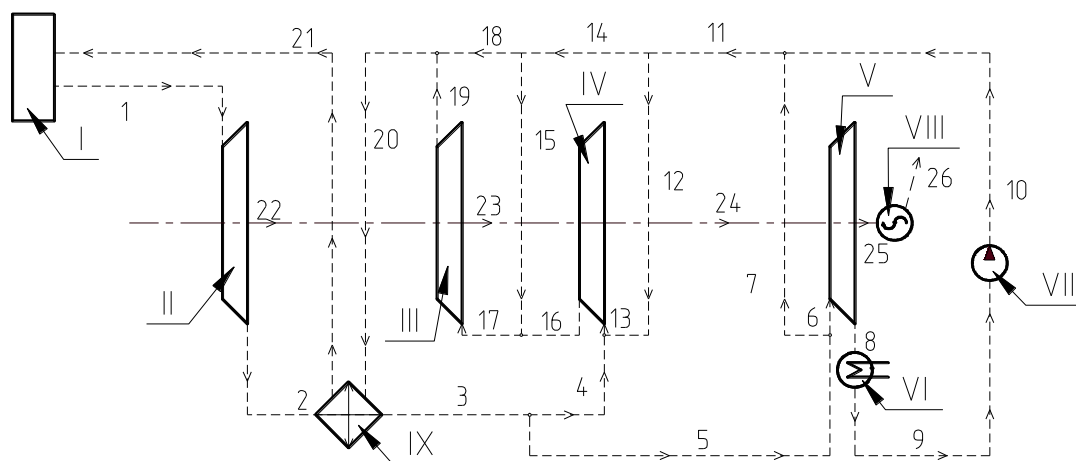


Рисунок 1. Технологическая схема парогазовой установки на базе цикла Барановского.

I – реактор, II – газовая турбина, III, IV – компрессор, VI – конденсатор, V – паровая турбина, VII – насос, VIII – генератор, VIII – генератор, IX – теплообменник; 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 13, 16, 17, 19, 20, 21 – пар, 10, 11, 12, 14, 15, 18 – вода, 22, 23, 24, 25 – механическая энергия, 26 – электроэнергия

Такое построение схемы связано с тем, что для уменьшения работы компрессора III, IV, сжимающего сухой насыщенный пар, предусматривается охлаждение рабочего тела путем впрыска в компрессор некоторого количества воды. В результате этого вместо адиабатического сжатия оно может происходить близко к линии верхней пограничной кривой водяного пара.

Из компрессора III водяной пар поступает в теплообменник IX, а затем в реактор, где за счет подвода тепла нагревается и в сильно перегретом состоянии поступает в газовую турбину II. После турбины отработанный перегретый пар поступает в теплообменник, отдает там часть теплоты и выходит оттуда в слабо перегретом состоянии (поток 3). Путем впрыска воды пар охлаждается до температуры насыщения и вновь поступает в компрессор.

Однако поскольку за счет впрыска воды перед компрессором и в процессе сжатия количество пара непрерывно увеличивалось бы, после теплообменника необходимо отводить пар, по весу соответствующий впрыснутой воде. Отводимый пар направляется в паровую турбину низкого давления V, где он расширяется до давления в конденсаторе и дает дополнительно около 20% от общей работы цикла.

Таким образом, в представленном цикле подвод теплоты от реактора осуществляется только в верхней части цикла к пару при высокой температуре. Отвод теплоты от этой части осуществляется путем впрыска воды в отборы части пара после регенератора для нижней части цикла. Отвод теплоты к окружающей среде производится только нижней части цикла по изотерме, соответствующей давлению в конденсаторе.

Принципиальная схема парогазовой установки применить к системе утилизации (сжигания) иловых осадков очистных сооружения городских водоканалов представлена на рису.2. Схема состоит из двух частей: блока печи с кипящим слоем (элементы I, IX, X), блока парогазовой установки по циклу Барановского (элементы II – VIII, XI, XIV).

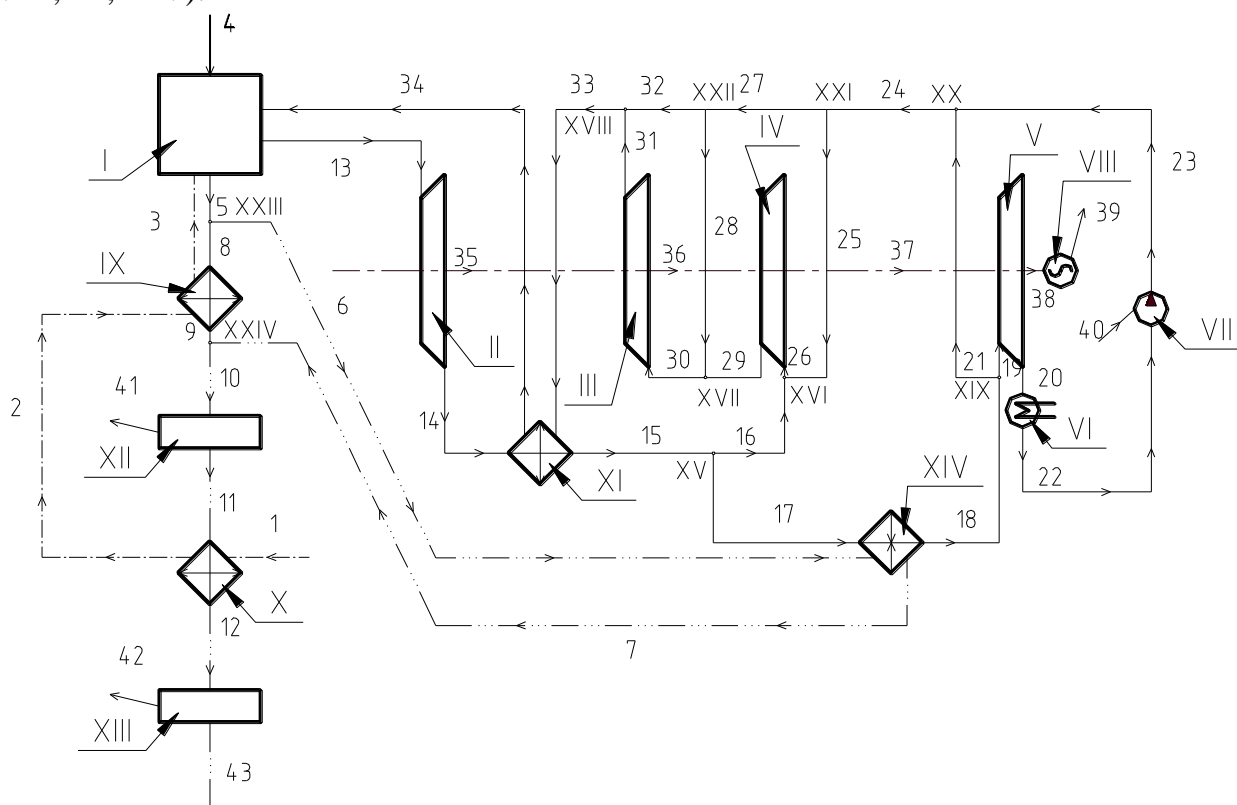


Рисунок 2. Схема утилизации иловых осадков с двойной регенерацией

I – Печь с кипящим слоем, II – газовая турбина, III, IV – компрессор – паровая турбина VI – конденсатор, VII – насос, VIII – генератор, IX, X, XI, XIV – теплообменники, XII, XIII – модули ОРЦ, либо сетевые подогреватели;

1, 2, 3 – потоки воздуха, 4 – топливо, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 43 – дымовые газы, 22, 23, 24, 25, 27, 28, 32 – вода

13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 26, 29, 30, 31, 33, 34 – Пар, 35, 36, 37, 38 – механическая энергия, 39, 41, 42 – электроэнергия.

Поток воздуха 1 из атмосферы поступает в воздухоподогреватель X, где подогревается до температуры до температуры 200...250 °С, и далее следует (поток 2) во

вторую ступень подогрева, где его температура достигает 400 °С. Горячий воздух поступает печь с кипящим слоем I, куда подается, в качестве топлива, иловый осадок 4. Поток продуктов сгорания 5 с температурой 700...750 °С поступает в теплообменник XIV, где нагревается поток водяного пара 25, являющийся рабочим телом парогазовой установки. Вторая часть дымовых газов используется для подогрева воздуха. Поток перегретого пара 13 далее поступает в газовую турбину II, после которой разделяется на два потока 16 и 17. Первый из которых подается на вход в 1-ую ступень компрессора IV, сжатый водяной пар (поток 29) далее охлаждается путем смешения с потоком конденсата 28 и далее охлажденный поток пара 30 поступает на 2-ую ступень компрессора III. Поток пара 31 после компрессора смешивается с потоком конденсата 32 и далее подается в высокотемпературный теплообменник IX.

Поток пара 18 поступает в паровую турбину V, отработавший пар (поток 20) после турбины подается в конденсатор VI, далее насосом VII конденсат возвращается в цикл.

Для исследуемой системы были разработаны математические модели макроуровня. Ниже приведена расчетная система балансовых уравнений для схемы на рисунке 2.

$$\left\{ \begin{array}{l}
 B_4(Q_H^p + c_{p4}t_4)\eta_4 + G_{13}h_{34} - G_{13}h_{13} - G_1h_3 - G_5h_5 = 0 \\
 G_{13}h_{13} - G_{13}h_{14} - N_{35}\eta_{37} = 0 \\
 G_{30}h_{30} + N_{35}\eta_{35} - G_{30}h_{31} - N_{36} = 0 \\
 G_{26}h_{26} + N_{36}\eta_{36} - G_{26}h_{29} - N_{37} = 0 \\
 G_{19}h_{19} + N_{37} - N_{38}\eta_{38} - G_{19}h_{20} = 0 \\
 G_{19}h_{22} + N_{40}\eta_{40} - G_{19}h_{23} = 0 \\
 N_{38}\eta_{38} + N_{37} - E_{39} = 0 \\
 G_1h_2 + G_8h_8\eta_8 - G_1h_3 - G_8h_6 = 0 \\
 G_1h_1 + G_5h_{11}\eta_{11} - G_1h_2 - G_5h_{12} = 0 \\
 G_{13}h_{14}\eta_{14} + G_{13}h_{33} - G_{13}h_{15} - G_{13}h_{34} = 0 \\
 G_5h_{10}\eta_{10} - G_5h_{11} - N_{41} = 0 \\
 G_5h_{12}\eta_{12} - G_5h_{43} - N_{42} = 0 \\
 G_6h_6\eta_6 + G_{17}h_{15} - G_6h_7 - G_{17}h_{18} = 0 \\
 G_{15} - G_{16} - G_{17} = 0 \\
 G_{16}h_{15} + G_{25}h_{24} - G_{26}h_{26} = 0 \\
 G_{26}h_{29} + G_{28}h_{24} - G_{30}h_{30} = 0 \\
 G_{31}h_{31} + G_{32}h_{24} - G_{13}h_{33} = 0 \\
 G_{18} - G_{19} - G_{21} = 0 \\
 G_{21}h_{18} + G_{19}h_{23} - G_{24}h_{24} = 0 \\
 G_{24} - G_{25} - G_{27} = 0 \\
 G_{27} - G_{28} - G_{32} = 0 \\
 G_5 - G_6 - G_8 = 0 \\
 G_{26} - G_{25} - G_{16} = 0 \\
 G_{30} - G_{28} - G_{29} = 0
 \end{array} \right. \quad (1)$$

где: G_1 – расход воздуха, кг/с; $G_{5,6,8}$ – расход дымовых газов, кг/с; $G_{22,24,25,27,28,32}$ – расход воды, кг/с; $G_{13,16,17,19,21,26,30}$ – расход пара, кг/с; $h_{1,2,3}$ – энтальпия воздуха, кДж/кг; $h_{22,23,24,25,27,28,32}$ – энтальпия воды, кДж/кг; $h_{13,14,15,16,17,18,19,21,26,29,30,31,33,34}$ – энтальпия пара, кДж/кг; $h_{5,6,7,8,9,10,11,12,43}$ – теплоемкость дымовых газов, кДж/кг; $h_{13,14,15,16,17,18,19,21,26,29,30,31,33,34}$ – теплоемкость пара, кДж/кг; $C_{p1,2,3}$ – теплоемкость воздуха, кДж/(кг·°C); η – коэффициент потерь в окружающую среду, отнесенный к i – му теплоносителю; V_4 – расход топлива, кг/с; $N_{35,36,37,38,41,42}$ – механическая энергия, Вт; $E_{39,40}$ – электрическая энергия, Вт.

В качестве критерия эффективности были приняты электрический КПД

$$\eta_{эл} = \frac{E_{39}}{B \cdot Q_{н}^p} \quad (1)$$

В качестве управляемых переменных рассмотрены: температура перегретого пара на входе в газовую турбину, степень расширения пара в газовой турбине. Диапазон их изменения $T_{13} = 1000 - 1150$ К, $p_{13} = 4,0 - 1,5$ МПа и $p_{14} = 0,1 - 1,0$ МПа.

На рисунках 3 - 7 приведены основные результаты расчетов. В исследованной области максимум электрического КПД составляет 33,7 % (рис. 3), а удельная электрическая мощность, отнесенная к единичному расходу топлива E составляет около 2,1 МВт/кг (рис.4), при следующих значениях оптимальных параметров $T_{13} = 1150$ К и $p_{13} = 3,4$ МПа, $p_{14} = 0,7$ МПа.

При этом КПД блока, работающего по циклу Барановского, приближается к 41% (рис. 5). На рисунке 6 представлены расчетные данные по мощности газовой и паровой турбин энергоблока при разных давлениях на выходе из газовой турбины. Распределение удельной мощности между энергоблоком и ОРЦ представлено на рисунке 7.

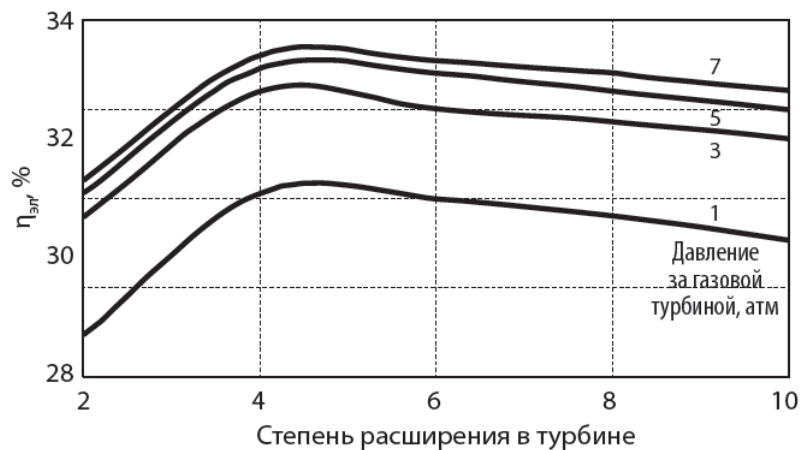


Рис. 3. Зависимость электрического КПД установки от степени расширения в газовой турбине

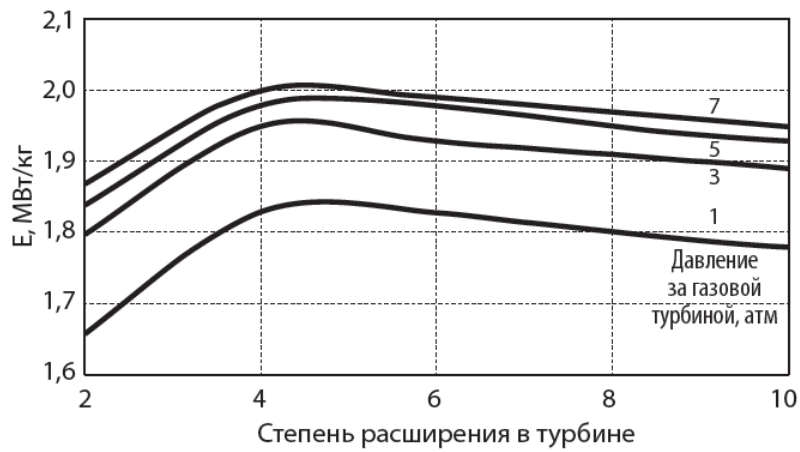


Рис. 4. Зависимость удельной электрической мощности от степени расширения в газовой турбине

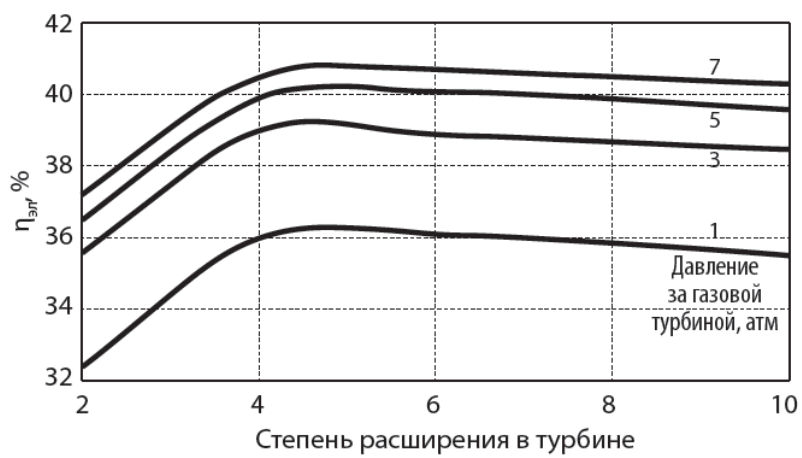


Рис. 5. Зависимость электрического КПД установки, работающей по циклу Барановского, от степени расширения в газовой турбине

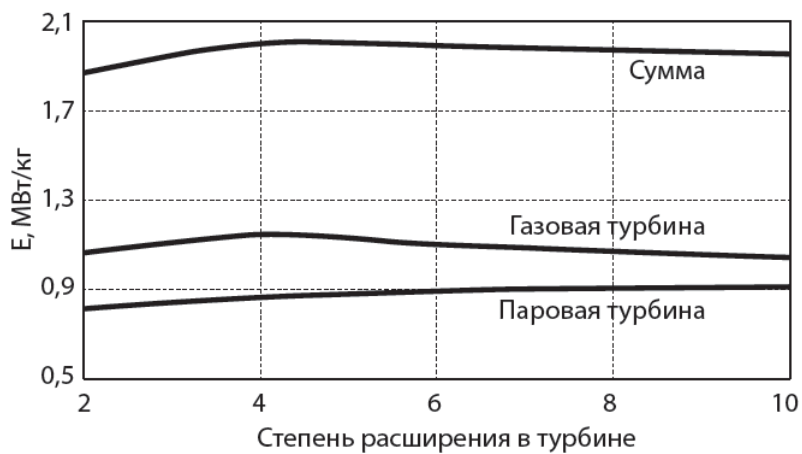


Рис. 6. Зависимость удельной электрической мощности установки, работающей по циклу Барановского, от степени расширения в турбине

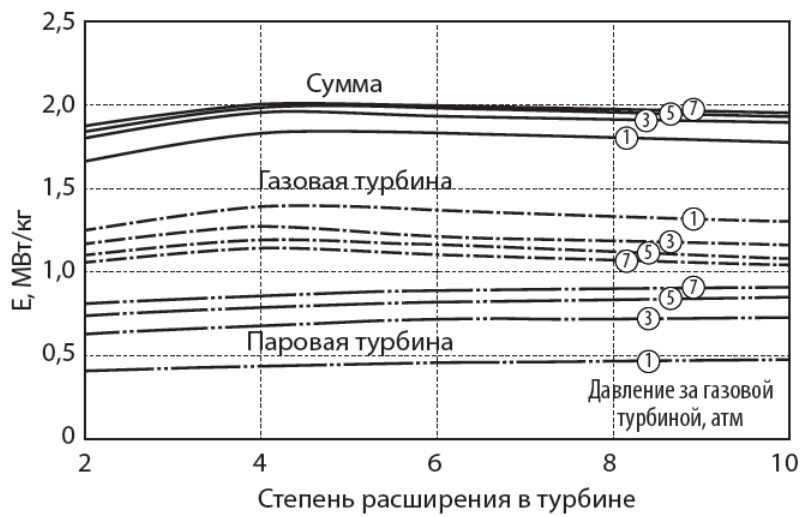


Рис. 7. Влияние изменения давления за газовой турбиной на распределение мощности энергоблока между турбинами

Библиографический список

1. Калафати Д.Д. Термодинамические циклы атомных электростанций. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963. 280 с.