

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

Зыков Сергей Владимирович

**ЭКСЕРГЕТИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ
РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ**

Специальность 05.14.14 - тепловые электрические станции, их энергетические
системы и агрегаты

Диссертация
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук,
профессор Щинников П.А.

Новосибирск - 2017

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	7
1.1 Актуальность проблемы	7
1.2 Сопоставление методов оптимизации режимов работы ТЭЦ	9
1.2.1 Методы оптимизации в условиях отсутствия тепловых нагрузок на ТЭЦ	14
1.2.2 Упрощенные методы оптимизации.....	19
1.2.3 Распределение нагрузки методом перебора всех вариантов	20
1.2.4 Метод равенства относительных приростов.....	21
1.2.5 Градиентный метод.....	25
1.2.6 Имитационное моделирование	26
1.3 Цели и задачи исследования.....	28
ГЛАВА 2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ЭКСЕРГЕТИЧЕСКОГО МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ.....	30
2.1 Моделирование эксергетических связей между энергоагрегатами и энергосистемами энергоблока	30
2.2 Дифференциальный эксергетический метод распределения нагрузки	34
2.3 Формирование алгоритма для задачи распределения нагрузок между энергоблоками ТЭЦ в условиях уточнения исходных данных	38
2.4 Формирование оптимизационной модели	42
2.5 Выводы	46
ГЛАВА 3. ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ РАСЧЕТОВ.....	48
3.1 Описание программно-вычислительного комплекса	48
3.2 Отладка и настройка ПВК на конкретный объект	53
3.3 Оценка устойчивости оптимальных решений	61
3.4 Выводы	68
ГЛАВА 4. ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ РАСЧЕТЫ.....	70

4.1	Пример работы вычислительного комплекса.....	70
4.2	Оптимизация режимов для ТЭЦ – 340	72
4.2.1	Основные характеристики и оборудование Новосибирской ТЭЦ-2 .	72
4.2.2	Оптимизация зимних режимов	78
4.2.3	Оптимизация летних режимов.....	80
4.3	Оптимизация ТЭЦ – 535	81
4.3.1	Основные характеристики и оборудование Бийской ТЭЦ.....	84
4.3.2	Оптимизация зимних режимов	87
4.3.3	Оптимизация летних режимов.....	88
4.4	Выводы	89
5	ГЛАВА 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ	90
5.1	Технико-экономические показатели Новосибирской ТЭЦ-2	91
5.2	Технико-экономические показатели Бийской ТЭЦ.....	93
5.3	Выводы	94
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	98

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность работы ТЭЦ зависит от многих факторов: включенного в работу состава оборудования, заданных тепловых и электрических нагрузок станции, качества топлива, параметров работы оборудования, собственных нужд и т.д. Использование оптимизации позволяет с минимальными затратами повысить эффективность работы ТЭЦ, улучшить экологическую обстановку, снизить расход топлива.

В настоящее время существует большое число программных комплексов и алгоритмов для нахождения наилучшего, по заданному критерию, режима работы. Как правило, критерием оптимизации является минимум расхода топлива, цена топлива или стоимость производства единицы энергии.

Однако существующие методы обладают рядом недостатков, в числе которых устаревание исходной информации о характеристиках относительных приростов и условность разнесения топливных издержек при использовании в качестве критерия оптимизации экономических показателей.

В данной работе для решения задачи оптимизации режимов работы ТЭЦ используется дифференциально-эксергетический метод, который позволяет избежать условности в разнесении топливных издержек, а разработанный программно-вычислительный комплекс позволяет проводить полный расчет схемы ТЭЦ каждый раз, при проведении процедуры оптимизации, что позволяет получать актуальные данные по эффективной загрузке оборудования ТЭЦ. Внедрение программного комплекса не требует значительного вложения денежных средств, однако приводит к экономии топлива 1-3%, в зависимости от конфигурации ТЭЦ.

Применение подходов и результатов полученных в данной работе позволит проводить оптимизационные расчеты как существующих так и вновь проектируемых ТЭЦ с различным составом оборудования и оперативно получать рекомендации по ведению режима.

Целью работы является повышение эффективности работы ТЭЦ с различным составом оборудования, путем оптимизации распределения тепловой и электрической нагрузки.

Задачи работы:

1. Разработка методики повышения эффективности работы ТЭЦ путем оптимизации режимов работы на базе дифференциального эксергетического метода.
2. Разработка программно-вычислительного комплекса на основе методики оптимизации ТЭЦ.
3. Анализ работы реально функционирующих ТЭЦ с различным составом оборудования и выработка рекомендации по фактической загрузке оборудования.

Научная новизна работы состоит в том, что в ней впервые получены и выносятся на защиту следующие наиболее важные результаты:

1. Применение эксергетической функции цели для решения задачи оптимизации режимов.
2. Методика распределения нагрузки между оборудованием ТЭЦ с различным составом.
3. Алгоритм оптимизации режимов работы ТЭЦ с применением эксергетического метода.
4. Программно-вычислительный комплекс «СНРР» настроенный на работу с реально функционирующими ТЭЦ: Новосибирская ТЭЦ-2 и Бийская ТЭЦ.
5. Сравнительный анализ работы однотипных энергоблоков на ТЭЦ различной мощности.

Методы исследования: математическое и компьютерное моделирование ТЭЦ, метод дифференциально-эксергетического анализа, различные методы оптимизации.

Практическая значимость работы: разработана методика, математическая модель и программно-вычислительный комплекс. Полученные в данной работе

данные могут быть использованы в качестве рекомендации по ведению режима эксплуатационным персоналом электростанций. Разработанная математическая модель и программа расчета может использоваться для анализа режимов работы, как функционирующих электростанций, так и вновь проектируемых.

Личный вклад: участие в разработке методики оптимизации режимов, разработка программного комплекса, проведение компьютерных экспериментов, анализ полученных данных численного моделирования.

Достоверность полученных данных обосновывается использованием апробированных методов эксергетического анализа и фундаментальных законов термодинамики. Для всех полученных выводов приведены численные данные по результатам компьютерных экспериментов над разработанной моделью. Используются данные полученные с реально функционирующих ТЭЦ.

Апробация работы. Основные результаты исследований докладывались на 12 международной научно-технической конференции «Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики. Пути решения» (Саратов, 2014); IV российской молодежной научной школе-конференции «Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи» (Томск, 2016); Всероссийской научной конференции молодых ученых "Наука. Технологии. Инновации" (Новосибирск, 2016); научных семинарах НГТУ (2014-2017).

Публикации. По результатам исследований опубликовано 9 печатных работ, в том числе 3 научные статьи – в изданиях, входящих в перечень ведущих рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы научные результаты на соискание ученой степени кандидата наук, 3 в сборниках научных трудов, 5 в сборниках трудов конференций. Получено 5 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников. Основной текст изложен на 97 страницах, содержит 42 рисунка, 7 таблиц.

ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Актуальность проблемы

В настоящее время на территории России функционирует 316 теплоэлектростанций, их общая электрическая мощность составляет порядка 90 ГВт, а тепловая 260 тыс. Гкал/ч.

Оборудование теплоэлектростанций представлено широкой линейкой от 25 МВт и меньше, до 250 МВт единичной мощности энергоблоков и турбоагрегатов. Часто одна электростанция имеет разнотипное оборудование и вынуждена обеспечивать разнородную нагрузку. С другой стороны, перед каждой станцией стоит задача снижения затрат на топливо, которая может обеспечиваться наивыгоднейшим сочетанием работающего оборудования и заданных нагрузок (тепловых и электрических). Таким образом, решение задачи оптимального распределения нагрузок обеспечивает повышение эффективности работы ТЭЦ.

В общем случае оптимизация режимов работы ТЭЦ является одной из наиболее сложных практических задач. В настоящее время разработано большое количество методик, которые различными способами находят удовлетворяющее заданному критерию распределение нагрузок между котлотурбинным оборудованием, однако до сих пор нельзя сказать, что задача оптимизации режимов имеет однозначное решение. Сложность решаемой задачи обусловлена неопределенностью исходных данных, большим количеством участвующих в расчетах переменных (этих переменных тем больше, чем большее количество оборудования участвует в расчетах), большим количеством ограничений, необходимостью учета реального состояния оборудования, выбором наиболее приемлемого критерия оптимизации и большим количеством оптимизируемых параметров. Также, в расчетах необходимо учитывать, что ТЭЦ может иметь различную конфигурацию оборудования (блочная; с поперечными связями; часть оборудования с блочной структурой, часть с поперечными связями), различные

типы турбин (Т, ПТ, Р, ПР и др.), различные параметры работы агрегатов, варианты исполнения тепловых схем и внешние условия функционирования.

Наиболее распространенным способом оптимизации является применение метода равенства относительных приростов [7-9], данная методика с различными модификациями используется Литваком В.В., Матвеевым А.С. и рядом зарубежных авторов [10, 11, 118-126]. Так, например в работах [118-126] используются алгоритмы нейронных сетей и различные генетические алгоритмы, что позволяет более эффективно находить оптимальное распределение нагрузок.

Чучуева И.А., Чичерова Н.Д., Секретарев Ю.А. и ряд других авторов [79-83, 86, 88, 89] предлагают использовать экономические критерии оптимизации. В работах [86, 88, 89] для проведения оптимизации режимов был использован принцип максимизации прибыли. Согласно данному критерию производитель должен выпускать продукцию так, чтобы предельный доход был равен предельным издержкам. Для получения зависимостей предельных издержек станции в работе используются характеристики относительных приростов. Похожий подход предлагается в работах Чичеровой Н.Д. и Низамова Л.А. [80, 81]. Авторы рассчитывают маржинальную прибыль предприятия и находят точку ее наибольшего значения.

В работе Самаренко В.Н. [99] представлена оптимизация с учетом экологических и экономических факторов. Автором был разработан алгоритм и построены экологические характеристики котлов в виде функциональной зависимости величины выбросов оксидов азота или суммарных массовых выбросов от паропроводительности котла для различных способов подавления оксидов газа (ступенчатое дожигание, рециркуляция дымовых газов, впрыск воды в зону горения).

В работе [109] Максимов А.С. разработал математическую модель, которая настраивается на работу оборудования по результатам замеров этого оборудования. Используется метод динамического программирования. Учитывается фактическое состояние оборудования. Используются

быстродействующие математические модели, т.е. представление зависимости характеристики оборудования от меньшего числа аргументов. Такое представление позволяет сократить машинное время вычисления при небольших потерях в точности расчета.

Аракеляном Э.К. и Минасяном С.А. [2] было предложено решение задачи краткосрочной оптимизации состава и распределения нагрузки оборудования с учетом надежности и экономичности агрегатов ТЭС. Кроме того, авторы учитывают изменение во времени энергетических характеристик оборудования.

1.2. Сопоставление методов оптимизации режимов работы ТЭЦ

В данном разделе рассмотрено развитие подходов к оптимизации распределения тепловой и электрической нагрузок на ТЭЦ. Показаны различные методики для нахождения по заданному критерию наиболее эффективного режима работы. На сегодняшний день, самым известным является метод равенства коэффициентов относительных приростов, вместе с тем различными авторами предпринимаются попытки усовершенствовать существующие или предложить новые способы загрузки оборудования.

Исходными данными для расчетов по большинству алгоритмов являются энергетические характеристики оборудования (ЭХО). ЭХО состоят из технико-экономических показателей работы оборудования в зависимости от нагрузки. Характеристики строятся при фиксированных значениях внешних факторов, а затем вводится ряд поправок на отклонение показателей от нормативных. При этом точность характеристик во многом влияет на конечный результат распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ [1], а реальное состояние оборудования по своей надежности и экономичности меняется во времени [2, 4].

Получить эти характеристики можно следующими способами:

1. Использование нормативных характеристик оборудования с корректировкой под конкретную станцию и учетом укрупненных условий ее эксплуатации. В этом случае характеристики даются в усредненном виде для определенного оборудования, такое состояние не отражает реальной работы

оборудования, т.к. каждый агрегат имеет свои особенности (в тепловой схеме, конструкции и др.), что в конечном итоге может привести к ошибкам в расчетах.

2. Использование нормативных характеристик с коррекцией на фактическое состояние и условия эксплуатации оборудования. Данный подход более полно учитывает состояние оборудования, однако также не учитывает всех особенностей электростанции.

3. Расчеты технико-экономических показателей агрегатов с учетом реальной тепловой схемы и реальных характеристик отдельных узлов и оборудования.

4. Использование данных натурных испытаний позволяет получить реальные характеристики оборудования.

Последние два подхода позволяют получить наиболее точные характеристики, но сопряжены с большими трудозатратами.

Кроме того, чтобы получить более точные характеристики необходимо учитывать:

- текущее состояние оборудования (занос проточной части турбоагрегата солями, загрязнение или нарушение плотности конденсатора и др.), что возможно сделать, принимая во внимание эксплуатационные данные.
- отклонение значений параметров от номинальных в т.ч. давление и температура острого пара, давление и температура пара промперегрева, температуру уходящих газов и питательной воды, вакуум в конденсаторе.

Приведем основные характеристики для расчетов, так или иначе, все представленные далее по тексту методы частично или полностью опираются на них. Характеристики могут быть представлены в табличном виде, графически или аналитически в виде аппроксимированных полиномами зависимостей (табл. 1.1, рис. 1.1, рис. 1.2).

Расходная характеристика котла:

$$B_K = f(Q_K), \quad (1.1)$$

где B_k – расход условного топлива котлом, т/ч, Q_k – тепловая нагрузка котла.

Характеристика относительных приростов (ХОП) котла:

$$b_k = \frac{dB_k}{dQ_k}, \quad (1.2)$$

b_k – относительный прирост расхода условного топлива котлом.

Расходная характеристика для конденсационных турбин:

$$Q = f(N), \quad (1.3)$$

Q – Расход тепла на турбину, МВт

ХОП конденсационной турбины:

$$q = \frac{dQ}{dN}. \quad (1.4)$$

Характеристики турбины с противодавлением по потреблению 1 и по отдаче тепла 2:

$$Q_1 = f_1(N), \quad (1.5)$$

$$Q_2 = f_2(N). \quad (1.6)$$

И соответствующие им ХОП по расходу 1 и по отдаче тепла 2:

$$q_1 = \frac{dQ_1}{dN}, \quad (1.7)$$

$$q_2 = \frac{dQ_2}{dN}. \quad (1.8)$$

Расходная характеристика редуционно-охладительной установки и ее ХОП:

$$q_{\text{пou}} = \frac{dQ_{1\text{пou}}}{dQ_{2\text{пou}}}, \quad (1.9)$$

Для турбин типа Т и П характеристики описываются диаграммами режимов, расход тепла на турбину является функцией двух переменных:

$$Q = f(N, Q_{\text{от}}), \quad (1.10)$$

где $Q_{\text{от}}$ – расход тепла в регулируемом отборе.

В случае турбин ПТ расход тепла на диаграмме режимов – функция трех переменных (см. рис. 1.2):

$$Q = f(N, Q_{\text{п}}, Q_{\text{т}}), \quad (1.11)$$

$Q_{\text{п}}$ – производственный отбор турбины; $Q_{\text{т}}$ – теплофикационный отбор.

В целом оцениваемый эффект от оптимизации варьируется от 1 до 2% процентов экономии топлива.

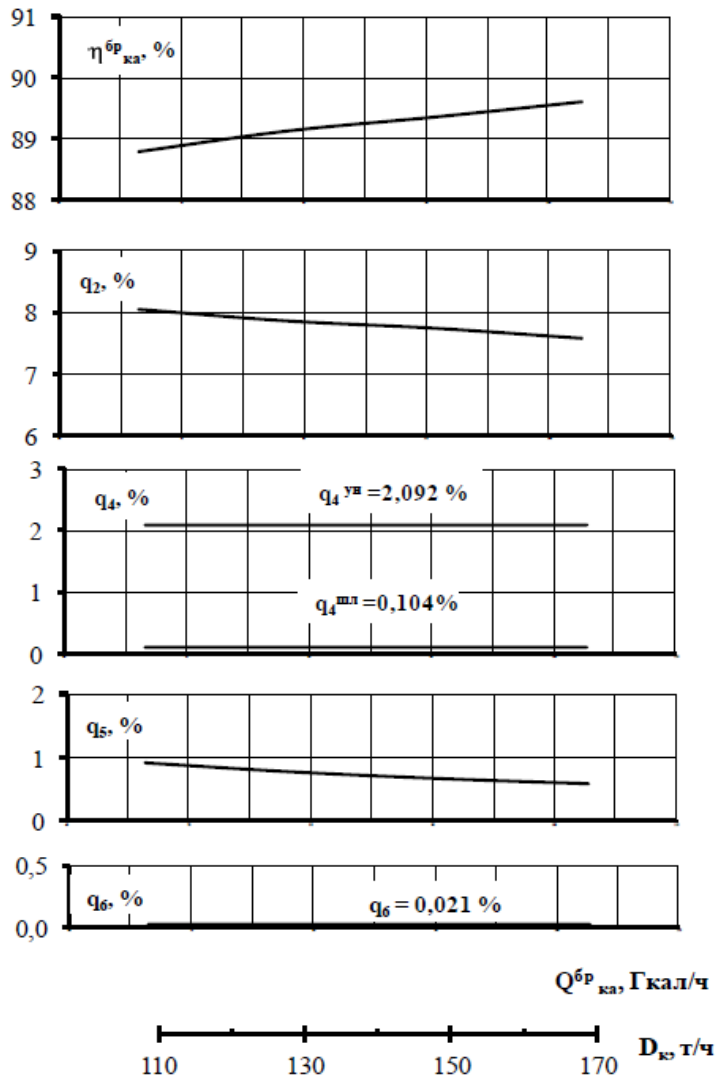
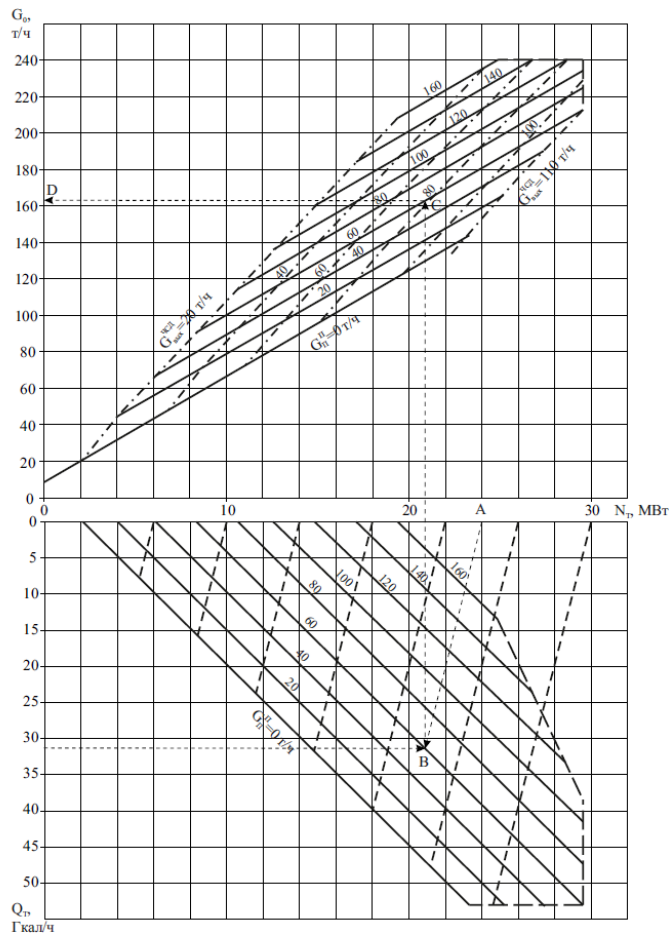


Рис. 1.1. Энергетические характеристики котла ТП-170

Таблица 1.1. Нормы расхода тепла на отопление турбинного отделения, q_0 , Гкал/ч

β	Температура наружного воздуха, $t_{нар.}$ °C					
	10	0	-10	-20	-30	-39
0	0,028	0,122	0,216	0,310	0,404	0,489
0,1	0,025	0,146	0,267	0,387	0,508	0,614
0,2	0,022	0,170	0,317	0,465	0,612	0,739
0,3	0,020	0,194	0,368	0,542	0,716	0,864
0,4	0,017	0,218	0,418	0,619	0,820	0,989
0,5	0,014	0,242	0,469	0,697	0,924	1,114
0,6	0,011	0,265	0,520	0,774	1,028	1,239
0,7	0,0085	0,289	0,570	0,851	1,132	1,364
0,8	0,006	0,313	0,621	0,928	1,236	1,489
0,9	0,003	0,337	0,671	1,006	1,340	1,614
1	0	0,361	0,722	1,083	1,444	1,739



Условия построения:
 $P_0=90 \text{ кгс/см}^2$
 $t_0=500 \text{ }^\circ\text{C}$
 $P_{II}^n=10 \text{ кгс/см}^2$
 $P_{II}^T=1,2 \text{ кгс/см}^2$
 $P_z=0,05 \text{ кгс/см}^2$
 Конденсат греющего пара ОБ-4А,Б
 направлен в деаэрагор

Пример пользования диаграммой:
 Дано: $N_T=24 \text{ МВт}$, $Q_T=32 \text{ Гкал/ч}$, $G_{II}^n=60 \text{ т/ч}$
 Переходим от шкалы мощности по заданной N_T (точка А) по наклонной прямой (линия равной мощности) до заданной теплофикационной нагрузки Q_T (точка В), далее двигаемся параллельно оси Y до заданного расхода пара в производственный отбор G_{II}^n (точка С) и по шкале расходов свежего пара находим $G_p^I=163 \text{ т/ч}$ (точка D).

Рис. 1.2. Диаграмма режимов турбины ПТ-22-90

1.2.1. Методы оптимизации в условиях отсутствия тепловых нагрузок на ТЭЦ

Наиболее простым случаем является оптимизация распределения электрических нагрузок, в условиях отсутствия тепловых нагрузок из регулируемых отборов турбин.

1.2.1.1. Метод равенства относительных приростов

Для случая сжигания одного вида топлива функция цели [4]:

$$F = \sum_i^n B_i(N_i) =$$

$$B_1(N_1) + B_2(N_2) + \dots + B_i(N_i) + \dots + B_n(N_n) \rightarrow \min, \quad (1.12)$$

где i – порядковый номер энергоблока $B_1 \dots B_i$ – расход топлива; $N_1 \dots N_i$ – электрическая нагрузка; $B_1(N_1)$ – расходная характеристика i энергоблока

Минимум функции цели необходимо найти при следующих ограничениях независимых переменных:

$$N_i^{\min} \leq N_i \leq N_i^{\max}. \quad (1.13)$$

Кроме того должен соблюдаться баланс мощности:

$$N_{\text{кЭС}} = \sum_{i=1}^n N_i. \quad (1.14)$$

Если учитывать в задаче собственные нужды электростанции, тогда уравнение баланса мощности принимает вид:

$$N_{\text{кЭС}} = \sum_{i=1}^n (N_i - N_{\text{сн}i}), \quad (1.15)$$

$N_{\text{сн}}$ – собственные нужды i энергоблока.

Данная задача может быть сформулирована как нахождение минимума функции при заданном ограничении в виде равенства. Для решения воспользуемся методом неопределенных множителей Лагранжа.

Функция Лагранжа с учетом ограничений для (1.15):

$$\bar{F} = \sum_i^n B_i(N_i) + \lambda \left(N_{\text{кэс}} - \sum_{i=1}^n (N_i - N_{\text{чн}i}) \right), \quad (1.16)$$

где λ – неопределенный множитель Лагранжа. Для поиска минимума функция с ограничением в виде равенств(1.16) дифференцируется по всем переменным $(n+1)$, а затем ее производные приравниваются нулю:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \bar{F}}{\partial N_1} &= \frac{\partial B_1(N_1)}{\partial N_1} - \lambda \left(1 - \frac{\partial N_{\text{чн}1}}{\partial N_1} \right) = 0, \\ \frac{\partial \bar{F}}{\partial N_2} &= \frac{\partial B_2(N_2)}{\partial N_2} - \lambda \left(1 - \frac{\partial N_{\text{чн}2}}{\partial N_2} \right) = 0, \\ &\dots\dots\dots \\ \frac{\partial \bar{F}}{\partial N_i} &= \frac{\partial B_i(N_i)}{\partial N_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial N_{\text{чн}i}}{\partial N_i} \right) = 0, \\ &\dots\dots\dots \\ \frac{\partial \bar{F}}{\partial N_n} &= \frac{\partial B_n(N_n)}{\partial N_n} - \lambda \left(1 - \frac{\partial N_{\text{чн}n}}{\partial N_n} \right) = 0, \\ \frac{\partial \bar{F}}{\partial \lambda} &= N_{\text{кэс}} - \sum_{i=1}^n (N_i - N_{\text{чн}i}) = 0. \end{aligned} \quad (1.17)$$

Из полученной системы уравнений, выражая λ , получается:

$$\lambda = \frac{\partial B_1(N_1)}{\partial N_1} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\partial N_{\text{CH1}}}{\partial N_1}} = \frac{\partial B_2(N_2)}{\partial N_2} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\partial N_{\text{CH2}}}{\partial N_2}} = \dots = \frac{\partial B_i(N_i)}{\partial N_i} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\partial N_{\text{CHi}}}{\partial N_i}} = \dots$$

$$= \frac{\partial B_n(N_n)}{\partial N_n} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\partial N_{\text{CHn}}}{\partial N_n}}. \quad (1.18)$$

Отсюда, введя обозначение $r_n = \frac{\partial B_n(N_n)}{\partial N_n}$ – относительный прирост топлива можно записать:

$$r_n \cdot \frac{1}{1 - \frac{\partial N_{\text{CH1}}}{\partial N_1}} = idem, \quad (1.19)$$

или для случая использования ограничения (1.15):

$$r_n = idem. \quad (1.20)$$

Данное равенство означает, что наилучшее распределение достигается, в случае прироста топлива dB , каждым энергоблоком, на прирост мощности dN одинаковом для всех энергоблоков.

На рис. 1.3 изображены характеристики относительных приростов (ХОП) r_i для трех энергоблоков и всей электростанции $r_{\text{ст}}$. График относительных приростов для электростанции получен суммированием графиков энергоблоков. Таким образом распределить нагрузку $N_{\text{общ}}$ между энергоблоками можно следующим образом:

- на графике относительных приростов электростанции из точки $N_{\text{общ}}$ параллельно оси ординат проводится прямая до пересечения с графиком (т. А)
- из т. А параллельно оси абсцисс проводится прямая до пересечения с графиками относительных приростов энергоблоков (т. Б, В, Г)
- полученные значения N_1, N_2, N_3 являются оптимальными.

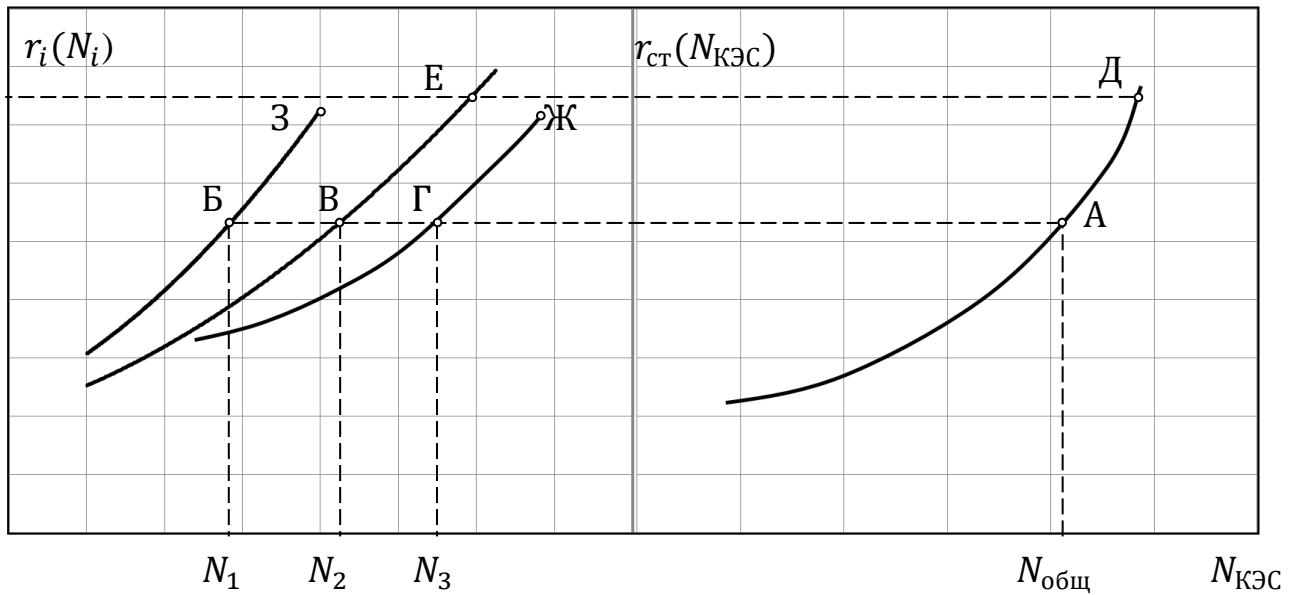


Рис. 1.3. Относительные приросты для энергоблоков и КЭС

Возможны случаи, когда r_i не равны друг другу, так например для прямой ДЕ нагрузки необходимо распределить в порядке возрастания их относительных приростов что на рисунке соответствует нагрузкам в точках Ж, З, Е, рис. 1.3.

1.2.1.2. Метод открытых клапанов

Данный метод можно использовать когда расходные характеристики заданы кусочно-непрерывными функциями. На рис. 1.4. представлена характеристика турбины $D_0 n = f(N)$ точка излома получают в результате предоткрытия клапанов турбины. ХОП в этом случае возрастают незначительно и их тяжело обнаружить тепловыми испытаниями турбины за исключением открытия последнего регулирующего клапана. Как правило, характеристики 1 спрямляются и приводятся к виду 2 (см. рис 1.4).

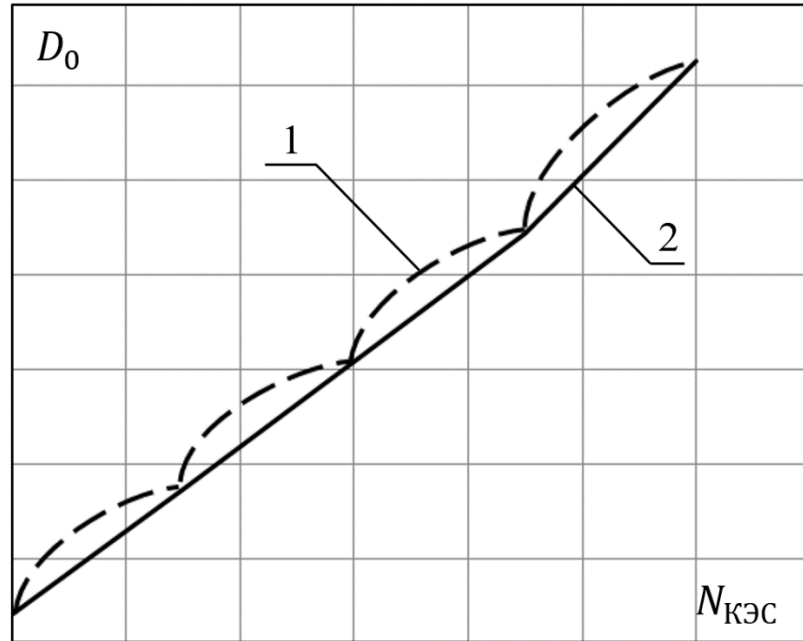


Рис. 1.4. Энергетические характеристики конденсационной турбины

Распределения нагрузки по данному методу для n агрегатов:

- $(n-1)$ агрегат выбирается так чтобы нагрузки соответствовали точкам изломов.
- последний агрегат несет остаточную нагрузку, его мощность

$$N_n = N_{ст} - \sum_{i=1}^{n-1} N_i. \quad (1.21)$$

1.2.1.3. Метод динамического программирования Беллмана

В данном методе задача представляется в виде пошагового процесса принятия решений. В соответствии с принципом Беллмана если в каждом из состояний дальнейшее поведение системы не зависит от того, как она попала в это состояние, то дальнейшая траектория должна быть оптимальной [3]

Нагрузки имеют дискретное значение ΔN .

Алгоритм оптимизации по данному методу можно представить следующим образом:

1. Распределяется нагрузка между 2 энергоблоками при ограничении:

$$N_1^{\min} + N_2^{\min} \leq N_1 + N_2 \leq N_1^{\max} + N_2^{\max}. \quad (1.22)$$

2. Выражая нагрузку первого энергоблока через нагрузку второго получим:

$$N_1 = N_{\Sigma 1,2} - N_2. \quad (1.23)$$

3. Методом перебора всех вариантов значений нагрузок N_2 такие значения которые минимизируют затраты топлива, таким образом критерий оптимизации:

$$B(N_{\Sigma 1,2}) = \min(B_1(N_{\Sigma 1,2} - N_2) + B_2(N_2)). \quad (1.24)$$

4. Значения $B(N_{\Sigma 1,2})$, N_1 , N_2 запоминаются и шаги 1-4 повторяются для следующего энергоблока и для энергоблоков 1,2, которые теперь рассматриваются как один эквивалентный энергоблок.

5. Шаги повторяются для n энергоблоков, так для блока n можно записать:

$$B(N_{\Sigma n-1,n}) = \min(B_n(N_n) + B_{n-1}(N_{\text{ст}} - N_n)). \quad (1.25)$$

Значения критерия оптимальности и нагрузок запоминаются для всех возможных дискретных значений суммарной нагрузки $N_{\text{ст}}$.

6. Теперь для заданной $N_{\text{ст}}$ можно определить оптимальную нагрузку энергоблоков по запомненным ранее значениям.

Результаты расчетов [4] показывают, что нахождение наиболее оптимального режима достигается методами открытых клапанов и Беллмана.

1.2.2. Упрощенные методы оптимизации

Первые методы оптимизации носили упрощенный характер и сводились к оптимизации режимов работы только турбин, используя последовательную оптимизацию режимов работы для каждой единицы оборудования без учета всей совокупности оптимизируемых параметров в целом.

Так, существует методика оптимизации *по критерию минимума суммарного расхода тепла на турбинные установки* [9]. Этот критерий не может объективно отражать работу всей станции, а минимум найденный таким образом, не только в

общем случае не соответствует глобальному минимуму, но и может не отвечать условиям допустимости из-за неучтенных ограничений в режимах работы котлов.

Другой способ распределения основан на первоочередной загрузки отборов турбин, имеющих наибольшую удельную выработку электроэнергии на теплотреблении [9].

$$N_{\text{тф}} = W_{\text{тф}}^{\text{п}} Q_{\text{от}}^{\text{п}} + W_{\text{тф}}^{\text{т}} Q_{\text{от}}^{\text{т}}, \quad (1.26)$$

$N_{\text{тф}}$ – теплофикационная мощность; $Q_{\text{от}}^{\text{т}}, Q_{\text{от}}^{\text{п}}$ – расход тепла в отопительный и производственный отбор соответственно; $W_{\text{тф}}^{\text{п}}, W_{\text{тф}}^{\text{т}}$ – удельные выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, зависят от расход пара на турбину, давления в отборах и определяются по энергетическим характеристикам турбины.

Если распределяемая мощность больше теплофикационной и ТЭЦ работает по электрическому графику, то электрическая нагрузка распределяется пропорционально возрастанию относительного прироста на выработку электроэнергии по конденсационному циклу.

При этом тепловая нагрузка не перераспределяется, а котельное оборудование никак не влияет на режим. В целом данный метод можно использовать для распределения нагрузок при работе ТЭЦ по тепловому графику.

1.2.3. Распределение нагрузки методом перебора всех вариантов

В качестве метода распределения нагрузок между турбинами ТЭЦ также может быть использован метод перебора всех вариантов. Распределение данным методом [5, 6] получается в результате изменений с небольшим шагом нагрузок агрегата. В алгоритме может быть от одного до трех вложенных друг в друга циклов (внешний, средний и внутренний), а распределение нагрузок в группах одинаковых агрегатов равномерно, например если есть две турбины ПТ, то их как производственная, так и теплофикационная нагрузка будет разделена поровну.

Таким образом, если вместе оптимизируются турбины типов К, Т, ПТ то алгоритм расчета будет следующим.

1. Вся нагрузка производственного отбора поровну ложится на турбины типа ПТ.
2. Во внешнем цикле программы изменяется теплофикационная нагрузка распределяемая между Т и ПТ агрегатами.
3. В среднем цикле изменяется электрическая нагрузка между турбиной К и суммой группы турбин Т и ПТ.
4. Во внутреннем цикле изменяется электрическая нагрузка между турбинами типа Т и ПТ за вычетом электрической нагрузки турбины К.
Далее определяются и запоминаются значения удельных расходов тепла $q_{гр}$.
5. После прохождения циклами всех шагов определяется минимальное значение $q_{гр}$ которое и соответствует оптимальному режиму по данному методу.

1.2.4. Метод равенства относительных приростов

В 60-х годах Горнштейном В.М. была предложена методика [7-9], лишенная недостатков своих предшественников. Рассмотрим упрощенную схему ТЭЦ, состоящую из 2 энергоблоков с теплофикационным отбором и одним с противодавленческой турбиной (рис. 1.5):

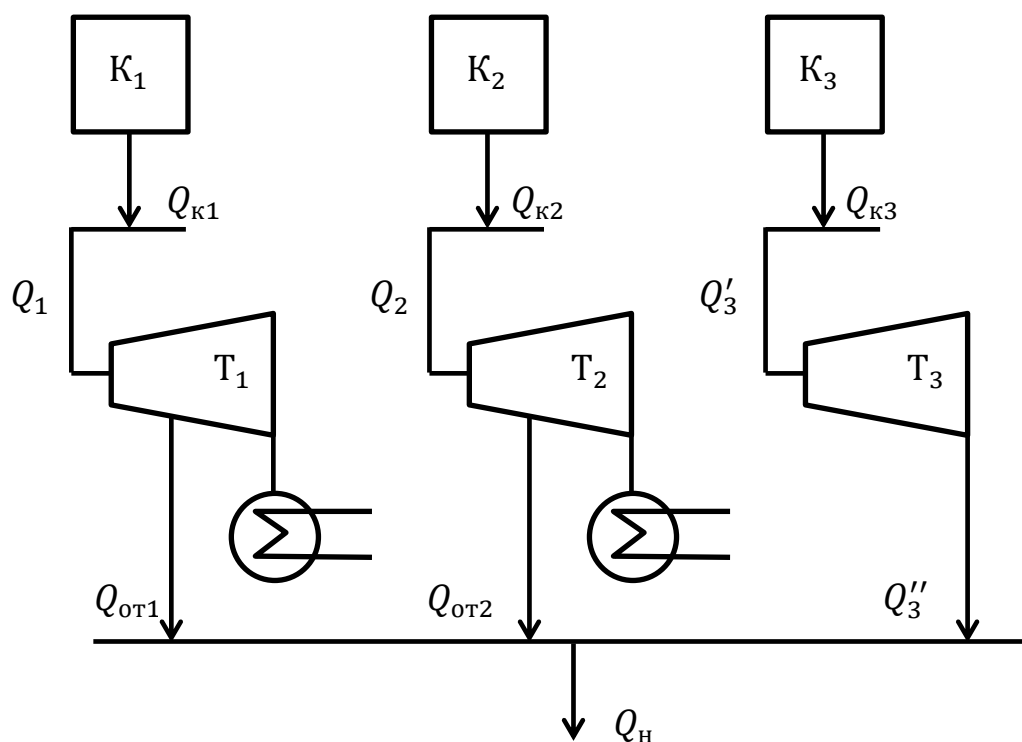


Рис. 1.5. Упрощенная тепловая схема ТЭЦ K_1, K_2, K_3 – котлы; T_1, T_2, T_3 – турбины; $Q_{к1}, Q_{к2}, Q_{к3}$ – тепло, отпускаемое котлом; Q_1, Q_2, Q'_3 – тепло на входе в турбину; $Q_{от1}, Q_{от2}, Q''_3$ – отпуск тепла из отбора (из выхлопа турбины для T_3)

В данном примере используются следующие ЭХО:

- характеристика котлов

$$B_{ki} = f_i(Q_{ki}), \quad (1.27)$$

где B_{ki} – часовой расход условного топлива i котлом

- характеристики турбин

$$Q_{ti} = f_i(P, Q_{oti}), \quad (1.28)$$

где P – электрическая мощность;

- характеристика турбины с противодавлением, которая описывается двумя расходными характеристиками

$$Q'_3 = f(P); Q''_3 = f(P). \quad (1.29)$$

Критерием оптимизации является минимум расхода условного топлива. Для нахождения минимума критерия составляется функция Лагранжа:

$$F = \sum_{j \in r} B_{к,j} + B_c + \gamma_c \varphi_c + \gamma_Q \varphi_Q, \quad (1.30)$$

где γ_c и γ_Q - неопределенные множители Лагранжа; $B_{к,j}$ - часовой расход условного топлива j -го котла r -ой ТЭЦ; B_c - часовой расход топлива остальной энергосистемы; условие баланса тепловых нагрузок по паропроводу:

$$\varphi_c = Q_{от1} + Q_{от2} + Q_3'' - Q_H = 0; \quad (1.31)$$

условие баланса мощности в энергосистеме:

$$\varphi_c = \sum_{j \in r} P_{т,j} + P_c + P_H = 0, \quad (1.32)$$

где $P_{т,j}$ - мощность j -ой турбины r -ой ТЭЦ; P_H - суммарная нагрузка потребителей ЭС.

Вычислим частные производные функции F по независимым переменным ($P_1, P_2, Q_{от1}, Q_{от2}, Q_3'', P_c$), при условиях $Q_{к1} = Q_1, Q_{к2} = Q_2, Q_{к3} = Q_3'$. Затем приравняем частные производные нулю и решим полученную систему:

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial P_1} &= b_{к1} q_1 + \gamma_c = 0; \\ \frac{\partial F}{\partial P_2} &= b_{к2} q_2 + \gamma_c = 0; \\ \frac{\partial F}{\partial Q_{от1}} &= b_{к1} q_{от1} + \gamma_Q = 0; \\ \frac{\partial F}{\partial Q_{от2}} &= b_{к2} q_{от2} + \gamma_Q = 0; \\ \frac{\partial F}{\partial Q_3''} &= b_{к3} \frac{q_3'}{q_3''} + \gamma_c \frac{1}{q_3''} + \gamma_Q = 0; \end{aligned} \quad (1.33)$$

$$\frac{\partial F}{\partial P_2} = b_c + \gamma_c = 0;$$

$$\text{Здесь } b_{ki} = \frac{\partial B_i}{\partial Q_{ki}}, q_n = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}, q_{oti} = \frac{\partial Q_i}{\partial Q_{oti}}, b_c = \frac{\partial B_i}{\partial P_c}, q'_3 = \frac{\partial Q'_3}{\partial P_3}, q''_3 = \frac{\partial Q''_3}{\partial P_3}.$$

После упрощений получим следующие равенства:

$$\begin{aligned} b_{k1}q_1 &= b_{k2}q_2 = b_c; \\ b_{k1}q_{от1} &= b_{k2}q_{от2} = \frac{1}{q''_3}(b_{k3}q'_3 - b_c); \end{aligned} \quad (1.34)$$

Последние два выражения определяют порядок распределения тепловых и электрических нагрузок на ТЭЦ. Таким образом, порядок распределения электрических мощностей между энергоблоками определяется принципом равенства относительных приростов (а если равенство недостижимо, то в порядке возрастания относительных приростов). Порядок распределения тепловых нагрузок между отборами турбин определяется вторым равенством.

Использованный В.М. Горнштейном принцип равенства относительных приростов применяется различными авторами [10, 11] для решения задач оптимизации ТЭЦ и по сей день. Кроме того, стали применяться различные алгоритмы оптимизации [118-126], в основе которых, лежат вышеописанные характеристики относительных приростов

Развитие метода отражено в работах [12-14]. Показано, что:

- в результате изменения отпуска данного вида энергии изменяются загрузки всех агрегатов
- неопределенные множители Лагранжа являются осредненными значениями удельных расходов топлива на выработку соответствующего вида энергии.
- оптимальное распределение выработки энергии достигается в том случае, когда приращение удельного расхода топлива вследствие изменения нагрузки каждого из агрегатов приближается к среднему удельному расходу топлива, что соответствует первоочередной загрузке агрегатов с наименьшими относительными приростами.

1.2.5. Градиентный метод

Градиентный метод получил большое распространение для задач распределения нагрузок, и, несмотря на трудности, связанные со сглаживанием и построением фиктивных ХОП, обеспечением сходимости итерационного процесса и учетом ограничений.

Метод градиентного спуска состоит в том, что на каждом шаге очередная точка функции цели, при задаче поиска минимума, определяется по формуле:

$$x^{j+1} = x^j - h \cdot grad(x^j) \quad (1.35)$$

где h - множитель определяющий величину шага; $grad(x^j)$ – градиент целевой функции. Таким образом $-grad(x^j)$ – антиградиент, который указывает направление наискорейшего спуска. Управлять сходимостью данного метода можно при помощи h , нужно учитывать, что выбирая достаточно большой коэффициент h уменьшается точность нахождения минимума, к тому же процесс итерации может перестать сходиться.

Ограничения в форме неравенств для независимых переменных для данного метода учитываются следующим образом. Если значения переменных выходят за допустимые пределы вместо рассчитанных значений подставляются значения соответствующих пределов. Для учета функций независимых переменных применяется метод штрафных функции. Суть данного метода такова – допускается неограниченное изменение любой переменной, но в случае нарушения ограничения к исходной функции цели (минимизация расхода топлива или издержек) прибавляется штраф – положительное число, которое делает невыгодным работу за пределом ограничения.

Сложность данного метода состоит в том, что функцию цели необходимо привести к выпуклому виду. Если этого не сделать, то функция будет застревать в седловых точках и локальных минимумах, что будет приводить к перерасходу топлива.

Таким образом, характеристики относительных приростов должны быть сглажены, а разрывы устранены. После этого область, где был устранен разрыв, полагается нежелательной. Понятно, что данное допущение вносит в метод погрешности и приводит к недоиспользованию эффекта оптимизации на 5-10% [4].

1.2.6. Имитационное моделирование

Другим методом решения задачи оптимизации служит имитационное моделирование. Имитационное моделирование [15] представляет собой математическую модель, которая описывает работу станции, такая модель позволяет проводить расчеты и выбор оптимального режима. Модель была разработана «ЗАО КРОК инкорпорейтед», она позволяет задавать целевые значения того или иного параметра, рассчитывать возможный режим работы оборудования и давать рекомендации по ведению режима. Окончательное решение в данном случае остается за человеком. Однако применение этой модели для оптимизации не целесообразно, т.к. ТЭЦ имеет сложный состав оборудования, учитывает множество ограничений и особенностей. Оценить все возможные сочетания электрических и тепловых нагрузок и найти глобальный оптимум вариантными расчетами крайне сложно и занимает много времени.

Использование методов математического моделирования отражено и в работах А.М. Клера, А.С. Максимова, Е.Л. Степановой и др. [16-18]. В ИСЭМ РАН были разработаны подробные математические модели с настройкой оборудования по результатам измерений параметров в технологических схемах котлов и турбин. Для моделирования энергетических котлов используется двухэтапный подход. Сначала проводятся расчеты при различных паропроизводительности, температуре наружного воздуха и др. Затем, по результатам этих расчетов формируются зависимости связывающие расход топлива с данными показателями. По этим зависимостям формируются упрощенные математические модели котлов, которые и используются для создания модели станции в целом. Математические модели котлов и турбин имеют возможность, при помощи коэффициентов, подстройки под

реальное состояние оборудования. Разработанный программный комплекс позволяет решать несколько задач по оптимизации режимов:

1. Минимизация расхода топлива котлами ТЭЦ или его суммарной стоимости при заданных электрических и тепловых нагрузках станции.
2. Минимизация суммарной полезной электрической мощности ТЭЦ при заданных тепловых нагрузках внешних потребителей с последующей минимизацией расхода топлива.
3. Максимизация суммарной полезной электрической мощности ТЭЦ при заданных тепловых нагрузках внешних потребителей с последующей минимизацией расхода топлива.

В другом методе, разработанном в КГЭУ [80, 81, 110] была предложена вертикальная и горизонтальная декомпозиция задачи математического моделирования ТЭЦ (см. рис. 1.6). Под вертикальной декомпозицией понимается разделение модели на три уровня: станционный, вспомогательный и блочный. При горизонтальной декомпозиции вспомогательный уровень разделяется на два блока: блок расчета энергетических котлов и блок расчета электроэнергии на собственные нужды.

Такой подход позволяет при оптимизации режимов вести минимизацию затрат на собственные нужды ТЭЦ с поперечными связями.

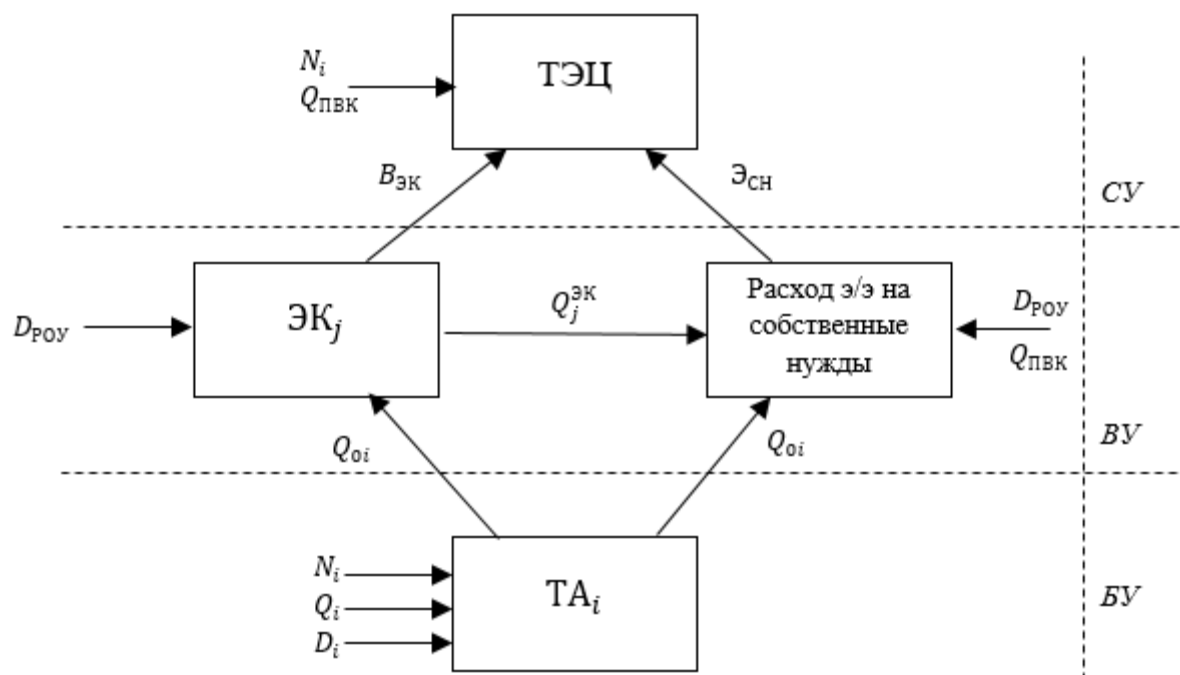


Рис. 1.6. Структурная схема математической модели на примере Казанской ТЭЦ-3

1.3. Цели и задачи исследования

Таким образом, распределению нагрузок на ТЭЦ уделяется существенное внимание. Каждый из известных методов обладает недостатками, наиболее существенными из которых являются, во-первых, устаревание исходной информации характеристик относительных приростов, используемых в моделях оптимизации режимов, и, во-вторых, условность разнесения топливных издержек при использовании в качестве критерия оптимизации экономических показателей.

Избежать указанных недостатков позволит применение для моделирования дифференциально-энергетической методологии, которая представляет энергоблок как дифференциальную систему, состоящую из единиц оборудования со связями, где параметры и показатели функциональных единиц уточняются в каждом расчетном сечении для каждой итерационной процедуры, а энергетическая функция позволяет избежать условности в разнесении топливных издержек

Целью настоящей работы является повышение эффективности работы оборудования ТЭЦ путем оптимизации распределения тепловой и электрической нагрузки. Для достижения этой цели ставятся следующие задачи:

4. Разработка методики оптимизации ТЭЦ на базе дифференциального эксергетического метода.
5. Разработка программно-вычислительного комплекса на основе методики оптимизации ТЭЦ.
6. Анализ работы реально функционирующих ТЭЦ с различным составом оборудования и выработка рекомендации по фактической загрузке оборудования.

ГЛАВА 2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ЭКСЕРГЕТИЧЕСКОГО МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ

В данной главе обосновывается применение эксергетической функции цели при оптимальном распределении нагрузки между энергоблоками ТЭЦ. Показано, что эксергетическая функция цели термодинамически строго оценивает эффективность при оптимизации режимов ТЭЦ и учитывает технологические взаимосвязи между функционирующими частями (энергетическими системами и агрегатами) энергоблока, а также внешние системные связи. Приводится принципиальный алгоритм эксергетической оптимизации.

2.1. Моделирование эксергетических связей между энергоагрегатами и энергосистемами энергоблока

Энергоблоки, в общем случае, состоят из большого числа элементов (энергосистем и их агрегатов), зависимости между которыми всегда сложны.

Эксергетический анализ дает возможность выбрать факторы (варьируемые параметры), изменение которых оказывает наиболее влияние на термодинамическую эффективность системы в целом, а также существенно сузить область вариации параметров [19, 20]. При этом учитываются три термодинамических положения.

Технические потери эксергии в каждом элементе системы определяют максимальную долю устранимых в нем потерь и тем самым ограничивают диапазон вариации технологических (конструктивных) параметров.

В сложной системе всегда существует элемент (совокупность элементов), изменение технических потерь в котором наиболее сильно влияет на эффективность системы в целом.

Любую сложную систему можно разделить на подсистемы, представляющие собой совокупность элементов, относительно независимую от других элементов.

Для энергоблока с заданной технической схемой разрабатывается математическая модель, представляющая собой комплекс взаимосвязанных потоками эксергии элементов, в каждом из которых происходит определенный этап ее трансформации (т.е. выводится аналитическая зависимость между эксергетическим КПД отдельных элементов и КПД системы в целом).

Изменение эксергетического КПД любого элемента модели ведет к изменению эффективности всей системы вследствие либо уменьшения (увеличения) необходимой эксергии E' на входе в систему при сохранении постоянной эксергии на выходе E'' , либо увеличения (уменьшения) E'' при $E' = idem$.

Изменение эффективности системы в первом случае составит

$$\Delta\eta'_e = \eta_e \frac{\Delta E'}{E' - \Delta E'} \quad (2.1)$$

во втором

$$\Delta\eta''_e = \eta_e \frac{\Delta E''}{E'}, \quad (2.2)$$

где η_e – эксергетический КПД системы до изменения потерь эксергии в i -ом элементе модели; $\Delta E'$ - изменение количества подводимой к системе эксергии вследствие изменения эффективности i -го элемента; $\Delta E''$ - изменение полезного эффекта на выходе из системы.

Значение величин $\Delta E'$ и $\Delta E''$ численно равны полному изменению потерь эксергии вследствие изменения потерь в i -ом элементе:

$$\Delta E' = \xi_i \Delta E_i z'_i; \quad (2.3)$$

$$\Delta E'' = \xi_i \Delta E_i z''_i; \quad (2.4)$$

где z'_i, z''_i - структурные коэффициенты i -го элемента, отражающие изменение потока эксергии соответственно на входе в систему или выходе из нее при

изменении потерь эксергии в i -м элементе; ξ_i – доля устанимых (технических) потерь в i -м элементе.

В общем виде, если обозначить некоторую эксергетическую характеристику, связанную с эффективностью системы в целом, через x_{eC} , а через x_{ei} – такую же характеристику i -го элемента системы, то величина

$$z_i = \left(\frac{\partial x_{eC}}{\partial x_{ei}} \right)_{y=idem} \quad (2.5)$$

будет показывать влияние изменений величины x_{ei} в i -м элементе. Условие $y = idem$ означает, что никаких других изменений, кроме вызванных вариацией ∂x_{ei} , в системе не происходит.

Коэффициент z_i определяется структурой системы: чем он больше, тем сильнее влияет изменение соответствующей характеристики элемента i на показатели системы в целом.

В зависимости от конкретных условий коэффициент z_i может быть выражен через одну из эксергетических характеристик – потери эксергии ΔE или эксергетический КПД η_e .

Применительно к эксергетическому анализу возможно использовать структурный коэффициент [19, 20]

$$z_i = \left(\frac{\partial \Delta E_C}{\partial \Delta E_i} \right)_{y=idem} \quad (2.6)$$

Использование этого структурного коэффициента вызывает при моделировании сложных систем значительные трудности.

Структурный коэффициент

$$z_i = \left(\frac{\partial \eta_{eC}}{\partial \eta_{ei}} \right)_{y=idem} \quad (2.7)$$

показывает зависимость эксергетического КПД системы η_{eC} от эксергетического КПД элемента $\partial \eta_{ei}$. Он отличается от структурного коэффициента z_i тем, что связи, определяющие его величину, как правило, более просты и легче поддаются

численной оценке. В отличие от потерь эксергии, которые в соседних элементах тесно взаимосвязаны, значения эксергетического КПД η_{ei} большей частью независимы один от другого или меняются мало. Поэтому связь между эксергетическим КПД η_{ei} и η_{ec} обычно более ясна и устанавливается проще.

При моделировании простых по структуре систем с последовательным и параллельным соединением элементов принимаются два допущения.

Никаких дополнительных связей (кроме соответственно последовательных и параллельных) между элементами системы нет.

Изменение эксергетического КПД η_e одного элемента не сказывается на КПД всех остальных (т.е. КПД элементов независимы).

Эксергия на выходе i -го элемента E_i'' всегда равна эксергии на входе в $(i + 1)$ -й элемент E_{i+1}' . Поэтому $E'' = E_n'' = E' \eta_{e,1} \eta_{e,2} \dots \eta_{e,i} \dots \eta_{e,n} = E' \eta_e$. Отсюда

$$\eta_e = \prod_{i=1}^{i=n} \eta_{e,i} \quad (2.8)$$

В системах без промежуточных отводов и подводов эксергии (в отдельных элементах) эксергетический КПД системы η_e равен произведению эксергетических КПД всех входящих в нее элементов. При этом параллельно соединенные элементы объединяются в один сложный элемент последовательной структуры.

Теплофикационные энергоблоки являются многоцелевыми т.к. отпускают в общем случае электроэнергию и теплоту, поэтому критерий эффективности при оптимизации режимов ТЭЦ (распределении электрической и тепловой нагрузок между энергоблоками при покрытии заданных графиков нагрузок) должен формироваться на базе эксергетической методологии [19, 20], позволяющей без каких-либо условностей (термодинамически строго) оценить эффективность отпуска электроэнергии и теплоэксергии. Под теплоэксергией понимается максимальная работоспособность теплового потока с производственным и теплофикационным паром по отношению к температуре окружающей среды. Это

позволяет учесть разное качество энергетических потоков во всех структурных связях ТЭЦ.

Такой подход разрабатывается в последние годы в Новосибирской школе энергетиков, Новосибирском государственном техническом университете и применяется для решения широкого круга оптимизационных задач энергоблоков электростанций. Применение дифференциально-эксергетического подхода прослеживается в работах Г.В. Ноздренко, П.А. Щинникова [19, 20, 63-78], О.К. Григорьевой [27], О.В. Боруш [64, 74, 76, 77], И.В. Бородихина [20], А.И. Дворцевого [21], А.В. Сафронова [21, 64, 69, 106, 113, 114] и других исследователей [64, 68, 69, 74, 77].

В настоящей работе дифференциально-эксергетический метод применен для решения задачи оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ, при этом учтены результаты работы А.В. Сафронова, где показано каким образом могут быть уточнены параметры действующих энергоблоков [106].

В общем случае эксергетическая методология опирается на использование эксергетического потенциала (величины максимально возможной работы разных энергоносителей, которая характеризует термохимические и термодинамические процессы превращения энергии, заканчивающиеся при наступлении термодинамического равновесия системы) для анализов процессов превращения энергии на различных участках энергоблока. Эксергетический потенциал позволяет оценить работоспособность энергоносителей в любой части энергоблока и на основе эксергетических балансов определить показатели термодинамической эффективности, как отдельных частей, так и в целом энергоблока.

2.2. Дифференциальный эксергетический метод распределения нагрузки

При эксергетическом методе энергоблок необходимо разделить на функционирующие части или подсистемы (рис. Рис. 2.1): топливообеспечения (0), парогенератора со всеми его энергетическими системами (1); ЧВД (2) и ЧСНД (3) турбины; электрического генератора и оборудования (4); технического

водоснабжения и регенерации (5); отпуска теплоэнергии потребителю (6). Далее тепловая схема энергоблока представляется в виде эксергетической структурной схемы подсистем (рис. Рис. 2.2).

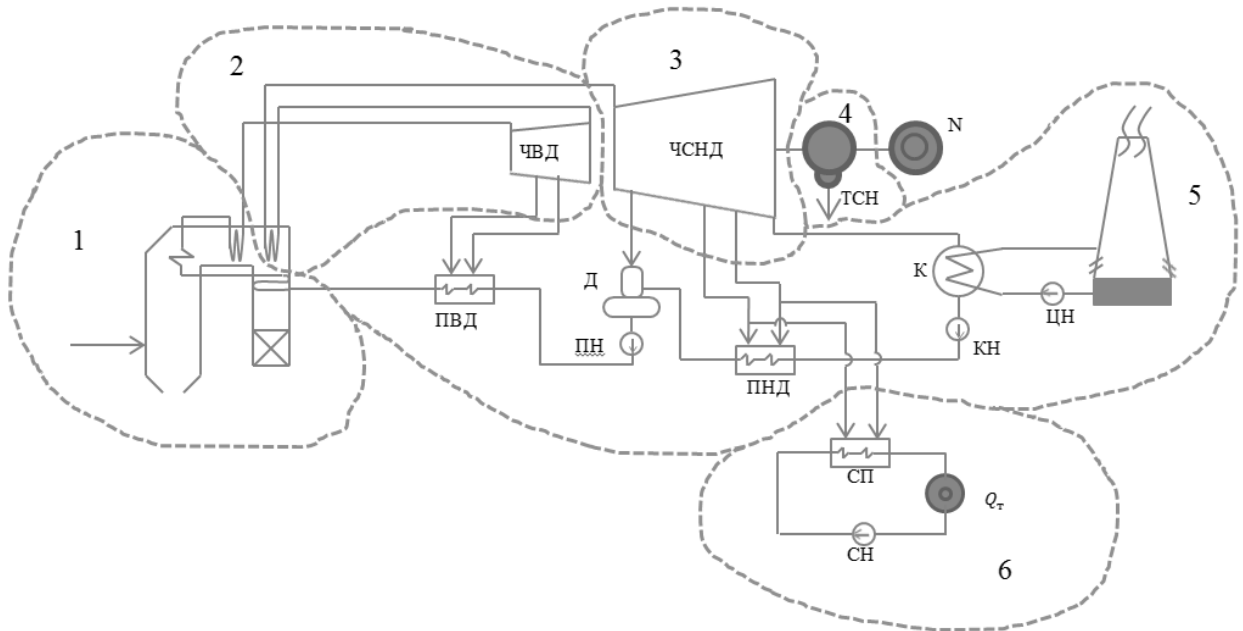


Рис. 2.1. Разбиение тепловой схемы энергоблока на подсистемы

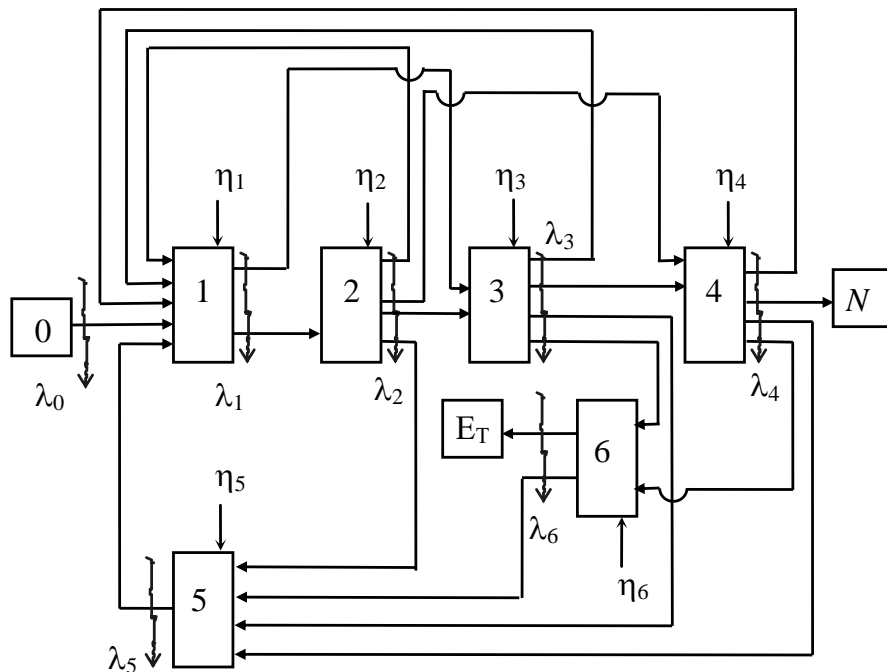


Рис. 2.2. Эксергетическая структурная схема теплофикационного энергоблока: N , E_T – потребители электроэнергетики и теплоэнергетики; λ_i – удельные топливные затраты на отпускаемую эксергию; η_i – эксергетические КПД

Эксергетическая структурная схема энергоблока, по сути, эквивалентна некоему графу (Γ), в котором каждому элементу системы энергоблока $i \in I$ соответствует вершина графа, а каждой связи $j \in J$ между функционирующими частями дуга графа:

$$\Gamma = (I, J). \quad (2.9)$$

Эксергетическая эффективность подсистем определяется как:

$$\eta_i = \frac{E_i^y}{E_i^x}, \quad (2.10)$$

$$E_i^x = \sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x; \quad E_i^y = \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y, \quad (2.11)$$

E_{ki}^x , E_{ij}^y - эксергетические производительности функционирующей части, где E_{ki}^x - эксергия, подводимая к функционирующей части с k -ым энергоносителем по k -му каналу связи; E_{ij}^y - эксергия, отводимая с j -ым энергоносителем по j -му каналу связи.

При этом должны соблюдаться следующие ограничения, обусловленные необратимостью процессов в соответствии со вторым законом термодинамики:

$$E_i^y \geq 0; \quad E_i^x > 0; \quad E_i^y \leq E_i^x. \quad (2.12)$$

Эксергетические КПД по отпуску:

- электроэнергии:

$$\eta_{4N} = \lambda_0 / \lambda_4 = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_S \varepsilon_N, \quad (2.13)$$

- теплоэксергии

$$\eta_{6T} = \lambda_0 / \lambda_6 = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_6 \varepsilon_S \varepsilon_N, \quad (2.14)$$

где λ_i характеризуют удельные топливные затраты на отпускаемую эксергию;

$F_{ij} = \eta_j E_{ij}^x / E_j^y$; $\varepsilon_S = F_{01}^{-1} \cdot (1 - \eta_1^{-1} \sum \prod F_{ij} \eta_1^{-1})$ - структурный коэффициент эксергетических связей, учитывающий технологические взаимосвязи между

функционирующими частями (энергетическими системами и агрегатами) энергоблока, а также внешние системные связи; Очевидно, что для схемы энергоблока без обратных связей с последовательным соединением агрегатов и нулевыми эксергетическими потерями:

$$\sum \prod F_{ij} \eta_i^{-1} = 0, \varepsilon_s = 1, \quad (2.15)$$

При мощных обратных связях, например, в виде затрат эксергии на собственные нужды и (или) больших эксергетических потерях, когда эксергетическая производительность энергоблока становится равной нулю

Так как F_{ij} сопряжены через внутрицикловые параметры энергоблока и через них – с параметрами «внешней среды» (что особенно проявляется при оптимизационных технико-экономических расчетах), то принципиально структурный коэффициент ε_s учитывает влияние замыкающих энергоустановок и химических производств, факторов экологического воздействия, надежности и резерва, графиков нагрузки и других влияющих и системных факторов.

$\varepsilon_N = (\eta_2 \eta_3 \sum_{i=2,3} F_{i4} \eta_1^{-1})^{-1}$ - эксергетический коэффициент внутрициклового возврата потерь теплоты в турбоагрегате.

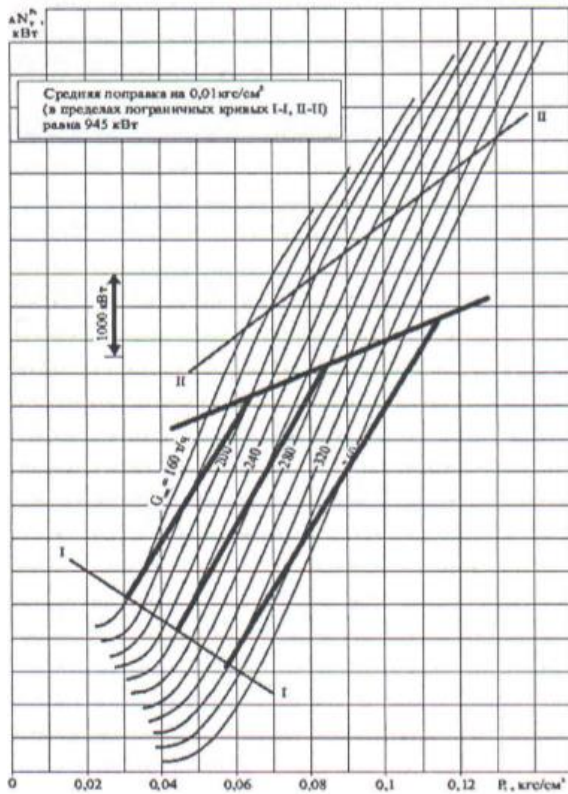
В идеальном случае (т. е. при отсутствии эксергетических потерь в турбоагрегате) $\varepsilon_N = 1$, в реальном – $\varepsilon_N > 1$. В физическом смысле это означает то, что чем больше потерь теплоты удастся вернуть в цикл, тем эксергетически совершеннее скомпонована установка в целом. В реальных энергоблоках эксергетический коэффициент возврата потерь может достигать значений 1,05...1,1.

Нетрудно видеть, что эффективность отпуска энергоносителей в энергоблоке, имеющем структурную схему с обратными связями, не только определяется эффективностью собственно «технологических линий», образованных последовательно связанными функционирующими частями, но и зависит от взаимосвязей между всеми функционирующими частями энергоблока,

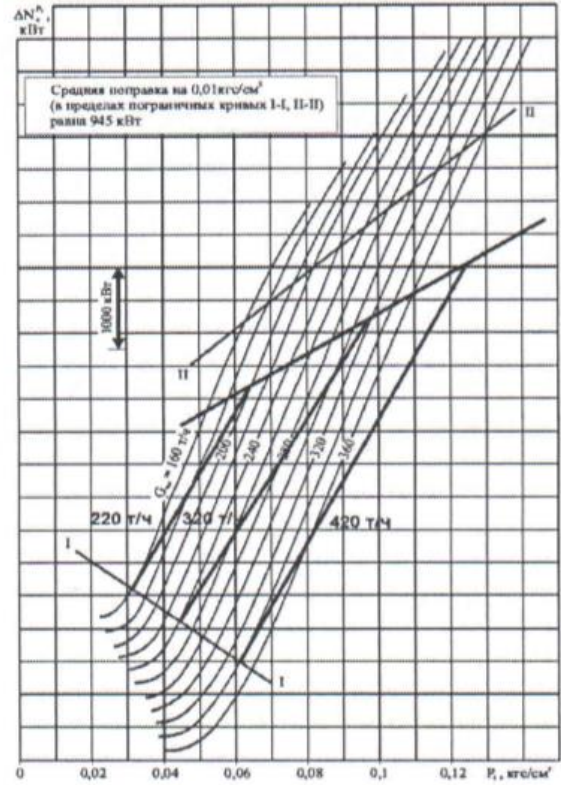
характеризуемых структурным коэффициентом ε_S . Чем ближе ε_S к единице, тем эксергетически совершеннее структурная схема.

2.3. Формирование алгоритма для задачи распределения нагрузок между энергоблоками ТЭЦ в условиях уточнения исходных данных

Задача оптимального распределения нагрузок связана с (часто неразрешимой) проблемой устаревания исходных данных. Так, например, энергетические характеристики турбин или котлов, устанавливающие взаимосвязи между расходами пара и мощностью, КПД, расходами топлива и паропроизводительностью, или характеристики относительных приростов (ХОП), или другие энергетические зависимости, характеризующие технологическое состояние оборудования, практически никогда не отражают истинного состояния оборудования. Фактически указанные характеристики устаревают сразу после проведения испытаний вместе с износом и старением оборудования. Более того в работах [111, 112] показано, что, например, для турбин Т-88 и К-100 энергетическая характеристика конденсаторов может быть уточнена на 20-25% сразу после проведения испытаний за счет применения процедуры расчета тепловой схемы энергоблока, рис. 2.3.



а) К-100



б) Т-88

Рис 2.3. Характеристика конденсаторов турбин К-100 (а) и Т-88 (б) до и после проведения процедуры уточнения.

В работах [113,114] реализована более сложная процедура согласования балансов для энергоблоков широкой линейки типоразмеров. В рамках расчетных процедур для каждого исследуемого энергоблока составляются группы балансовых уравнений, которые обеспечивают равенство энергетических потоков с учетом потерь в каждом расчетном сечении. Такой подход позволил связать наиболее значимые факторы, влияющие на отклонение параметров и выявить те параметры энергоблоков, от которых в наибольшей степени зависят из энергетические характеристики, табл. 2.1.

Таблица 2.1. Степень влияния параметра на перерасход топлива

Параметр	Степень влияния
Низшая рабочая теплота сгорания топлива	(100%) сильная степень влияния
Мощность на клеммах генератора	(≈73 %) сильная степень влияния
Расход острого пара	(≈40 %) средняя степень влияния
Давление острого пара	(≈30 %) средняя степень влияния

Температура острого пара	(≈ 23 %) средняя степень влияния
Температура питательной воды	(≈ 19 %) средняя степень влияния
Температура уходящих газов	(≈ 7 %) слабая степень влияния
Содержание кислорода в уходящих газах	(≈ 3 %) слабая степень влияния
Влажность топлива	(≈ 1 %) слабая степень влияния
Температура охлаждающей воды	(≈ 1 %) слабая степень влияния

В данной таблице видно, что не все влияющие факторы в равной степени сказываются на «искажении» информационного обеспечения. За 100% влияния принята величина максимального перерасхода, при этом влияние всех параметров представлено в относительных единицах. Такая градация по «степени» влияния показывает, что, например, неточный ввод в расчет ТЭП значения Q_H^p (который может быть обусловлен переменностью характеристик топлива при его поставке, небрежностью определения свойств топлива в лаборатории, ошибкой при вводе и т.п.) приведет к многократно большему искажению информации об объекте, чем, например, содержание кислорода в уходящих газах, при всей значимости последней величины.

Указанные факторы не позволяют успешно решать задачи оптимизации режимов ТЭЦ, поэтому в настоящей работе предлагается алгоритм, который позволяет уточнить исходные параметры, полученные на основе данных энергетических характеристик оборудования.

Алгоритм включает в себя процедуру расчета тепловой схемы исследуемого энергоблока, которая включена в общую процедуру оптимизационных расчетов, рис. 2.4.



Рис. 2.4 Алгоритм расчета тепловой схемы энергоблока

Реализация указанного алгоритма позволяет избежать грубых неточностей исходных данных, так как в ней используются уравнения энергетических и материальных балансов вида (2.10, 2.11), а также уравнения энергобаланса:

$$\sum (\eta M^x h) - \sum (\eta M^y h) = 0; \quad (2.16)$$

расходного баланса:

$$\sum M^x - \sum M^y = 0; \quad (2.17)$$

эксергетического баланса:

$$\sum E_i^x - \sum E_i^y \eta_i^{-1} = 0. \quad (2.18)$$

Здесь M, h, E – расход, энтальпия и эксергия энергоносителя; x, y – переменные, характеризующие левую и правую части расчетного сечения; i – расчетный и неделимый элемент тепловой схемы.

2.4. Формирование оптимизационной модели

Интегральный эксергетический КПД энергоблока определяют по выражению:

$$\eta_e = \frac{\eta_N N + \eta_T E_T}{N + E_T} \quad (2.19)$$

Эксергетический КПД ТЭЦ как критерий эффективности при оптимальном распределении нагрузки между энергоблоками функционирования ТЭЦ:

$$\tilde{\eta}_z = \frac{\sum \eta_e (N + E_T)}{\sum N + E_T} \quad (2.20)$$

Оптимизатор представлен как:

$$\left\{ \min_{x \in R^n} [\tilde{\eta}_z(x)]^{-1} \mid [\bar{\varphi}_u(\omega) = 0, u \in U] \right\}, \quad (2.21)$$

где $\bar{\varphi}_u(\omega)$ – логико-числовой оператор функциональных отношений; U – множество логико-числовых операторов; $\omega = (x, \Gamma, G, R^n, L)$ – информационная структура; Γ – множество энергоблоков; L – множество логических управляющих параметров; G – множество внешних связей и исходных данных; x – электрические и теплоэксергетические нагрузки энергоблоков.

Минимизация $[\tilde{\eta}_z(x)]^{-1}$ выполнялась с использованием разработанного программно-вычислительного комплекса СНРР [21-27], в который введены процедуры распределения нагрузки между энергоблоками различной мощности и различного состава оборудования ТЭЦ.

Минимум функции (2.20) определялся методом случайного направленного поиска с учетом ограничений и условий:

- допустимая область пространства R^n замкнута;
- допустимая область в пространстве R^n не пуста и содержит такие значения x (с учетом технических ограничений), при которых выполняются уравнения балансов:

- энергетического:

$$\sum_{k \in V(i)} (\eta \cdot M^x \cdot h)_{ki} - \sum_{j \in W(i)} (\eta \cdot M^y \cdot h)_{ij} = 0; \quad (2.22)$$

- материального:

$$\sum_{k \in V(i)} M_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} M_{ij}^y = 0; \quad (2.23)$$

- эксергетического:

$$\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y \eta_i^{-1} = 0. \quad (2.24)$$

Здесь M , h – расход и энтальпия энергоносителя; η – коэффициент, учитывающий соответствующие потери энергии (или эксергии).

Вычисляется приращение:

$$\Delta \tilde{\eta}_z^{-1}(X_\mu) = \tilde{\eta}_z^{-1}(X_{\mu+1}) - \tilde{\eta}_z^{-1}(X_\mu), \quad (2.25)$$

где $X_{\mu+1} = X_\mu + \rho \xi_\mu$, ξ_μ – множество случайных испытаний на μ -ом шаге; ρ – случайный шаг.

Направление удачных испытаний запоминается, в результате чего вероятность случайного шага в этих направлениях возрастает. Используется вектор памяти:

$$W_{\mu+1} = \lambda_\mu W_\mu - \delta \left(\Delta \tilde{\eta}_z^{-1}(X_\mu) \right) \Delta X_\mu, \quad (2.26)$$

где $\lambda_\mu < 1$ – параметр запоминания; δ – параметр, характеризующий скорость обучения; $\Delta X_\mu = X_{\mu+1} - X_\mu$.

Процедура расчетов следующая. В качестве начальной точки отсчёта X_0 электрическая и тепловая нагрузки ТЭЦ распределяются пропорционально номинальным электрической и тепловой мощностям функционирующих энергоблоков. В окрестностях точки определяется несколько значений функции $[\tilde{\eta}_z(x)]^{-1}$, на основании которых вычисляется новая точка X_1 . Направления изменения компонентов X задаются случайными числами, все направления равновероятны, а движение к экстремуму осуществляется только тогда, когда результат данного случайного движения приводит к уменьшению функции цели. При этом, если нагрузка (электрическая или тепловая) какого-либо из энергоблоков принимает номинальное значение, она вычитается из суммарной нагрузки ТЭЦ и оставшиеся мощности распределяются уже пропорционально номинальным (электрической или тепловой) мощностям других энергоблоков. Таким образом, формируется новая начальная точка отсчёта X_2 . В окрестностях этой точки определяется несколько значений функции $[\tilde{\eta}_z(x)]^{-1}$ и находятся нагрузки, которые приводят к уменьшению функции цели. На каждом шаге рассчитываются теплофикационные мощности энергоблоков. И если электрическая нагрузка какого-либо из энергоблоков в процессе оптимизации становится меньше этой мощности, энергоблок догружается до уровня теплофикационной мощности. Суммарная нагрузка ТЭЦ уменьшается на величину этой мощности и корректируется нагрузка других энергоблоков пропорционально номинальной электрической мощности. Таким образом, формируется новая начальная точка отсчёта X_3 . В окрестностях уже этой точки определяется несколько значений функции $[\tilde{\eta}_z(x)]^{-1}$ и находятся нагрузки, которые приводят к уменьшению функции цели. Используются результаты каждого случайного шага поиска оптимальной точки для определения направления изменения оптимизируемых

нагрузок на каждом следующем шаге. Причем движение в приграничной области нагрузок не требует учета штрафных функций.

Для энергоблока (или эквивалентного энергоблока – для ТЭЦ с поперечными связями) при номинальных электрической и тепловой мощностях определяются, как показано выше, электрическая и тепловая мощности на r -ом режиме работы в соответствии с графиками нагрузки ТЭЦ; температура окружающего воздуха, для которой (при качественном регулировании отпуска тепла) рассчитывается температурный и тепловой графики нагрузки при заданном коэффициенте теплофикации и определяются температуры прямой и обратной сетевой воды, давление пара в Т-отборе на r -ом режиме. Для известных (на данном шаге расчета) начальных и конечных параметров пара, параметров промперегрева, питательной воды, Т-отборов рассчитывается тепловая схема энергоблока и функционально зависимые параметры. К этим параметрам в частности относятся расходы рабочих сред, передаваемые материальные, энергетические и эксергетические потоки. Система уравнений балансов в элементах оборудования устанавливает такое соотношение между термодинамическими и расходными параметрами, которое обеспечивает получение заданной стационарной нагрузки энергоблока. Для каждого расчетного варианта тепловой схемы энергоблока выполняются с совместной увязкой: тепловые и балансовые расчеты котла, турбины, регенеративных и сетевых подогревателей, конденсатора, технических систем; расчет мощности собственных нужд; определение расходов топлива.

В соответствии с содержанием расчетов полная система операторов, кроме вышеперечисленных, включает процедуры: определения термодинамических параметров воды и водяного пара, режимных условий. Расчет тепловой схемы производится итерационно по отношению к расходу топлива на энергоблок.

В целом разработанная расчетная схема представляет собой совокупность математических моделей элементов (групп элементов) реально функционирующего энергоблока со связями. Каждой технологической связи между элементами (группами элементов) энергоблока соответствует

информационная связь между моделями. Расчетная схема энергоблока построена с учетом её агрегирования и с использованием метода декомпозиции (уменьшения размерности схемы). При этом группы одинаковых, параллельно работающих и равномерно загруженных элементов технологической схемы энергоблока (тягодутьевые и насосные установки, и др.) заменены на один элемент в расчетной схеме. В соответствии с методом декомпозиции в технологической схеме энергоблока выделено, как показано выше, несколько функционирующих частей (подсистем). Для каждой функционирующей части построена своя математическая модель. Модель функционирующей части и является тем элементом в полной модели энергоблока, который не подлежит дальнейшему делению. Разработанные математические модели обеспечивают достаточно точное описание реальных процессов, как в рамках функционирующих частей, так и по информационным связям. Модели включают зависимости между входными и выходными расходно-термодинамическими параметрами, а также зависимости между этими параметрами и эксергетическими характеристиками элементов, проверку параметров по всем видам ограничений, проверку допустимости расчетных значений (неотрицательность расходов, энергетических и материальных потоков и т.д.). Все модели функционирующих частей согласованы между собой по входным параметрам (параметрам информационных связей).

2.5. Выводы

1. Обосновано применение эксергетической функции цели при оптимальном распределении нагрузок между энергоблоками ТЭЦ.
2. Впервые разработан дифференциально-эксергетический метод распределения нагрузки между энергоблоками ТЭЦ, когда энергоблоки представлены в виде сложных систем элементов со связями, при этом по связям двигаются потоки эксергии, что в общем случае позволяет решить задачу распределения ресурсов на отпускаемую продукцию разного вида. Дифференциальность метода позволяет определить характеристики энергоблоков в любом расчетном сечении (в частности, при отпуске электроэнергии с клемм генератора, а теплоэксергии – в

любом отборе или за турбиной), а функцией цели выступает максимальная эффективность для совокупности работающих на ТЭЦ энергоблоков.

3. Впервые разработан принципиальный алгоритм эксергетической оптимизации режимов работы ТЭЦ. Показано, что эксергетическая функция цели термодинамически строго оценивает эффективность при оптимизации режимов ТЭЦ и учитывает технологические взаимосвязи между функционирующими частями (энергетическими системами и агрегатами) энергоблока, а также внешние системные связи.

4. Расчетный комплекс включает процедуру расчета тепловой схемы энергоблока, включенную в процедуры оптимизации, что позволяет повысить точность распределения нагрузок по сравнению с применением характеристик относительных приростов.

ГЛАВА 3. ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ РАСЧЕТОВ

В настоящей главе в соответствии с изложенной ранее методикой приводится описание разработанного программно-вычислительного комплекса «СНРР». Приведены зависимости показателей эффективности работы электростанций с различным составом оборудования от исходных параметров.

Задачей разработанного программного комплекса является оптимальное распределение тепловой и электрической нагрузки на ТЭЦ. Такое распределение приводит к существенному снижению расходов топлива оборудованием электростанции. Внедрение программного комплекса не требует значительного вложения денежных средств.

3.1. Описание программно-вычислительного комплекса

Оптимизационная модель реализована в программном комплексе «СНРР», при этом использована система построения клиентских приложений Windows Presentation Foundation, языки программирования – C#, XAML и Transact-SQL. В работе применен шаблон проектирования MVC (Model-View-Controller) [28], т.е. разделение построенной модели и представления этой модели пользователю.

Программный комплекс состоит из следующих компонентов:

1. «СНРР Optimizer» - расчетный модуль [27];
2. «СНРР Optimizer – Database Controller» - формирование выходных данных;
3. «СНРР Optimizer – RDS» - оптимизатор [26];
4. «СНРР Optimizer – GUI» - графический пользовательский интерфейс [23];
5. «СНРР Optimizer – Events» - обработка пользовательского ввода [24];
6. «СНРР Optimizer – DB» - отвечает за взаимодействие с базой данных [25];
7. «IAPWSL» - рассчитывает свойства воды и водяного пара

Ниже, на рис. 3.1 представлено взаимоотношение между компонентами программы.

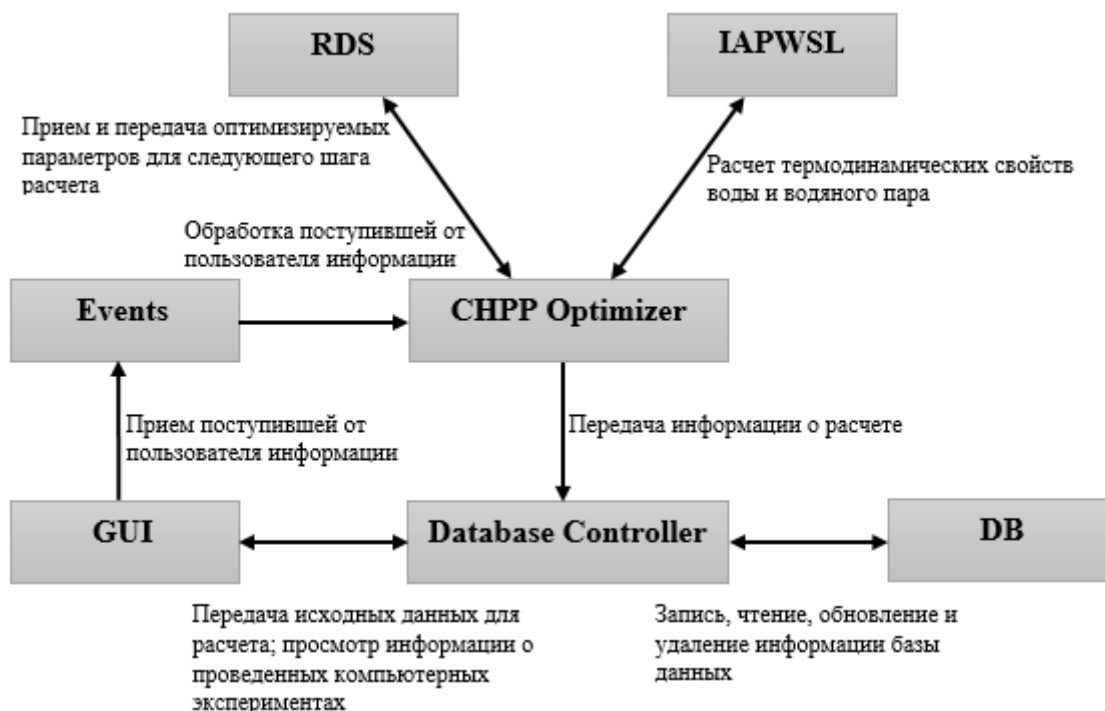


Рис. 3.1. Взаимоотношение между компонентами программы CHPP Optimizer

Функциональная составляющая каждой подпрограммы представлена ниже. Все программы разработаны автором и зарегистрированы в реестре программ для ЭВМ [23-27].

1. CHPP Optimizer. Данная программа [27] является основной в комплексе. Она предназначена для проведения распределения тепловой и электрической мощностей между энергоблоками ТЭЦ. С помощью программы можно проводить анализ режимов работы ТЭЦ и получать рекомендации по ведению наиболее экономичного режима. Для каждого энергоблока программа рассчитывает тепловую схему, материальные, энергетические и эксергетические потоки, выполняет тепловые и балансовые расчеты котла, турбины, регенеративных и сетевых подогревателей, конденсатора, технических систем, производит расчет мощности собственных нужд, определяет расход топлива. Далее вычисляется значение целевой функции для данных нагрузок энергоблоков.

2. CHPP optimizer – Database Controller. Программа осуществляет взаимодействие между основной программой для проведения оптимизации распределения тепловой и электрической мощностей между энергоблоками ТЭЦ - CHPP optimizer и базами данных, а также отвечает за инициализацию некоторых переменных для расчета.

3. CHPP optimizer – RDS. Программа [26] является совокупностью методов, которые позволяют проводить процедуру минимизации функции цели для программы CHPP Optimizer. Минимум функции определяется методом случайного направленного поиска.

4. CHPP optimizer – GUI. Подпрограмма [23] является графическим пользовательским интерфейсом программы CHPP Optimizer. Она позволяет задать начальные данные для расчета и просмотреть информацию по проведенным компьютерным экспериментам, рис. 3.2.

5. CHPP optimizer – Events. Программа [24] осуществляет обработку пользовательского ввода, а также процедуру подготовки компонентов программы CHPP Optimizer.

The screenshot shows the CHPP Optimizer GUI. At the top, there is a title bar with the text 'CHPP Optimizer' and standard window controls. Below the title bar is a menu bar with 'Файл' and several icons. The main area has two tabs: 'Исходные данные' (selected) and 'Результаты эксперимента'. Below the tabs are three input fields: 'Электрическая мощность ТЭЦ, кВт:' with a text box, 'Тепловая мощность ТЭЦ, кВт:' with a text box, and 'Температура наружного воздуха, °C:' with a text box. Below these fields is a table with 10 columns: 'ID', 'Наименование параметра', and eight columns for 'Блок №1' through 'Блок №8'. The table contains 11 rows of data, with the last row being empty.

ID	Наименование параметра	Блок №1	Блок №2	Блок №3	Блок №4	Блок №5	Блок №6	Блок №7	Блок №8
3021	Тип энергоблока								
3022	Температура свежего пара								
3023	Давление свежего пара								
3024	Температура пара промперегрева								
3025	Давление пара промперегрева								
3026	Коэффициент теплофикации								
3027	Температура питательной воды								
3028	Температура охлаждающей воды								
3029	Электрическая мощность блока								
3030	Тепловая мощность блока								

Рис. 3.2. Графический пользовательский интерфейс программы CHPP Optimizer

6. CHPP optimizer – DB. Программа [25] состоит из сгенерированных классов, которые позволяют взаимодействовать с базой данных. Функционал данной программы используется в программе CHPP Optimizer и CHPP Optimizer – GUI.

Данный компонент использует объектно-ориентированную технологию (ORM) доступа к данным Entity Framework 6, также есть возможность обращаться к данным используя технологию ADO.NET.

База данных состоит из двух таблиц:

- таблица с исходной информацией для компьютерного эксперимента (идентификатор параметра, наименование параметра, номер энергоблока к которому относится параметр)

- таблица с информацией о результатах компьютерного эксперимента (номер эксперимента, идентификатор параметра, номер энергоблока к которому относится параметр, имя параметра, его обозначение и значение).

7. Подпрограмма для расчета свойств воды и водяного пара IAPWSL. Для определения свойств воды и водяного пара был разработан компонент программного комплекса IAPWSL (International Association for the Properties of Water and Steam Library). Компонент основан на материалах «Revised Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam» от 2007 года [29].

IAPWSL – является библиотекой C# кода. С помощью этой библиотеки можно быстро и просто вычислять свойства воды и водяного пара. К примеру, для вычисления термодинамических свойств пара с параметрами 540°C и давлением 13МПа достаточно создать экземпляр класса Substance и передать температуру и давление в качестве параметров:

$$\textit{Substance } s = \textit{new Substance}(540, 13);$$

Теперь обращаясь к свойствам объекта «s» можно получить информацию о термодинамических свойствах. Конструктор класса Substance также позволяет передавать в качестве параметров для определения термодинамических свойств следующие пары значений:

- давление – энтропия;
- давление – энтальпия;
- температура – агрегатное состояние (агрегатное состояние указывается для линии насыщения);
- давление – агрегатное состояние;

Методы класса Substance отвечают за расчет термодинамических свойств, они используют различные уравнения в зависимости от того в какой диапазон попадают значения параметров, указанные в качестве начальных.

Все термодинамические свойства проверялись методами модульного тестирования [30]. Данный компонент опубликован в github репозитории под лицензией MIT и доступен для ознакомления с исходным кодом и публичного использования [31].

Исходные данные для расчета в ПВК:

1. $P_{01}, P_{02}, \dots, P_{08}$ – давление свежего пара энергоблоков, МПа
2. $t_{01}, t_{02}, \dots, t_{08}$ – температура свежего пара энергоблоков, °С
3. $P_{пп1}, P_{пп2}, \dots, P_{пп8}$ – давление пара промперегрева, МПа
4. $t_{пп1}, t_{пп2}, \dots, t_{пп8}$ – температура пара промперегрева, °С
5. $t_{пв1}, t_{пв2}, \dots, t_{пв8}$ – температура питательной воды, °С
6. $\alpha_{тэц1}, \alpha_{тэц2}, \dots, \alpha_{тэц8}$ – коэффициент теплофикации
7. K_1, K_2, \dots, K_8 – ключ пылеугольной оптимизации:

$$\begin{cases} K_i = 1, \text{ для твердого топлива} \\ K_i = 0, \text{ для энергоблоков, работающих на газе} \end{cases}$$

8. N_1, N_2, \dots, N_8 – исходные электрические нагрузки энергоблоков, кВт
9. $Q_{т1}, Q_{т2}, \dots, Q_{т8}$ – исходные тепловые нагрузки энергоблоков, кВт
10. $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_8$ – температурный напор в конденсаторе, °С
11. $t_{охл1}, t_{охл2}, \dots, t_{охл8}$ – температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, °С

12. $t_{\text{нв}}$ – температура наружного воздуха, °С

Кроме того, для каждого энергоблока необходимо знать номинальное значение паропроизводительности $D_{\text{н1}}, D_{\text{н2}}, \dots, D_{\text{н8}}$, кг/с; номинальную мощность $N_{\text{н1}}, N_{\text{н2}}, \dots, N_{\text{н8}}$, кВт, номинальную тепловую мощность $Q_{\text{н1}}, Q_{\text{н2}}, \dots, Q_{\text{н8}}$, кВт, КПД котла в зависимости от теплопроизводительности, относительный внутренний КПД турбины, а также ограничения по минимальной и максимальной мощностям.

3.2. Отладка и настройка ПВК на конкретный объект

Рассмотрим ТЭЦ с двумя энергоблоками Т-100/110-130 и Т-180/210-130 и проведем расчетные эксперименты над моделью на различных режимах работы указанных блоков.

В качестве параметров для энергоблоков приняты следующие значения и ограничения:

- для Т-100/110-130: $P_0 = 13$ МПа, $t_0 = 555$ °С, $Q_{\text{н}} = 203$ МВт,
 $t_{\text{пв}} = 232$ °С, $\alpha_{\text{тэц}} = 0,5$. (3.1)

$$N_{\min} = 44 \text{ МВт} \leq N \leq N_{\max} = 120 \text{ МВт};$$

$$Q_{\min} = 90 \text{ МВт} \leq Q \leq Q_{\max} = 203 \text{ МВт}.$$

- для Т-180/210-130: $P_0 = 13$ МПа, $t_0 = 540$ °С, $t_{\text{пп}} = 540$ °С,
 $Q_{\text{н}} = 302$ МВт, $t_{\text{пв}} = 232$ °С, $\alpha_{\text{тэц}} = 0,52$.

$$N_{\min} = 72 \text{ МВт} \leq N \leq N_{\max} = 210 \text{ МВт}; \quad (3.2)$$

$$Q_{\min} = 120 \text{ МВт} \leq Q \leq Q_{\max} = 302 \text{ МВт}.$$

Таким образом, для всей ТЭЦ ограничения задаются следующими неравенствами:

$$N_{\text{тэц}}^{\min} = 116 \text{ МВт} \leq N \leq N_{\text{тэц}}^{\max} = 330 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{тэц}}^{\min} = 210 \text{ МВт} \leq Q \leq Q_{\text{тэц}}^{\max} = 505 \text{ МВт}. \quad (3.3)$$

Программа компьютерных экспериментов содержит несколько серий расчетов, табл. 3.1.

Таблица 3.1 Компьютерные эксперименты ТЭЦ с двумя турбинами:
Т-100/110 и Т-180/210

№ эксперимента	Т-100/110-130		Т-180/210-130		$N_{\text{тэц}}$, МВт	$Q_{\text{тэц}}$, МВт	$t_{\text{нв}}$, °С
	N_1 , МВт	Q_1 , МВт	N_2 , МВт	Q_2 , МВт			
1.1	110	200	180	300	290	500	-12
1.2	110	180	180	270	290	450	-9
1.3	110	160	180	240	290	400	-5
1.4	110	140	180	210	290	350	-1
1.5	110	120	180	180	290	300	1
2.1	95	180	155	270	250	450	-9
2.2	95	160	155	240	250	400	-5
2.3	95	140	155	210	250	350	-1
2.4	95	120	155	180	250	300	1
2.5	95	100	155	150	250	250	4
3.1	75	160	125	240	200	400	-5
3.2	75	140	125	210	200	350	-1
3.3	75	120	125	180	200	300	1
3.4	75	100	125	150	200	250	4
3.5	75	90	125	120	200	210	6
4.1	60	140	90	210	150	350	-1
4.2	60	120	90	180	150	300	1
4.3	60	100	90	150	150	250	4
4.4	60	90	90	120	150	210	6

Таблица представляет собой четыре серии экспериментов при различных электрических мощностях $N_{\text{тэц}}$ с изменением $Q_{\text{тэц}}$ в некотором диапазоне для каждой серии. Изменяются также и температуры наружного воздуха $t_{\text{нв}}$, в том числе и в характерных точках M_{110}, M_{180} температурного графика которые характеризуют точку включения пиковых водогрейных котлов (рис. 3.3), т.е. невозможность турбин обеспечить необходимую температуру по графику нагрузки на выходе из сетевых подогревателей. В качестве исходного распределения нагрузки N_1, Q_1, N_2, Q_2 принято пропорциональное деление между энергоблоками.

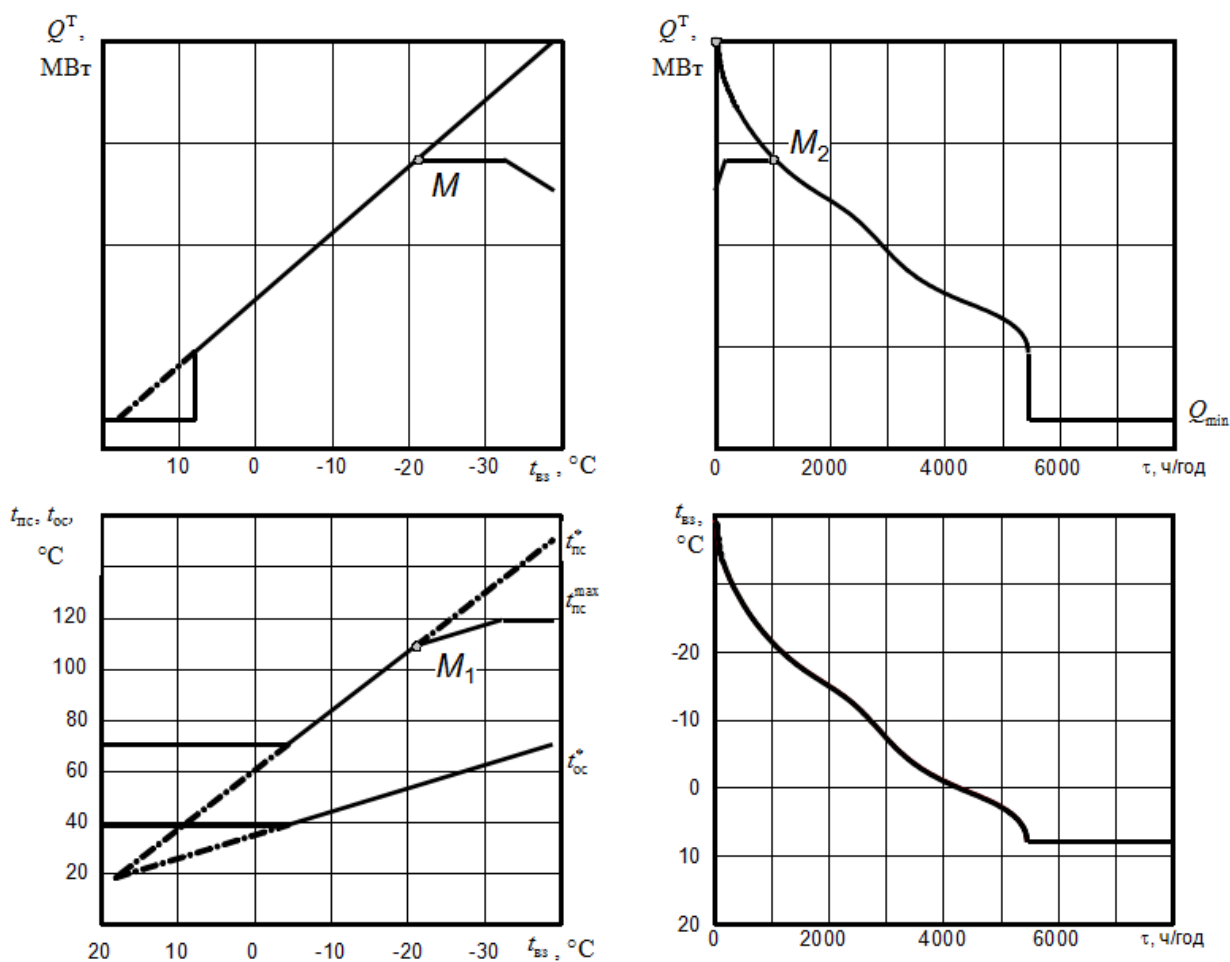


Рис. 3.3 График тепловых нагрузок

Анализ результатов полученных экспериментов показывает, что при распределении нагрузок между двумя энергоблоками большая часть электрической нагрузки во всех случаях ложится на турбину Т-180/210, так по результатам экспериментов 1.2-1.5, 2.2-2.5 турбина работает со значениями близкими к максимальной мощности 210МВт. В экспериментах 1.1, 2.1 турбина имеет высокую теплофикационную нагрузку, поэтому нагрузка находится на уровне 180 МВт. С дальнейшим падением мощности на режимах турбина Т-100/110 работает на наименьшем по техническим ограничениям (см. формулу 3.1) режиме.

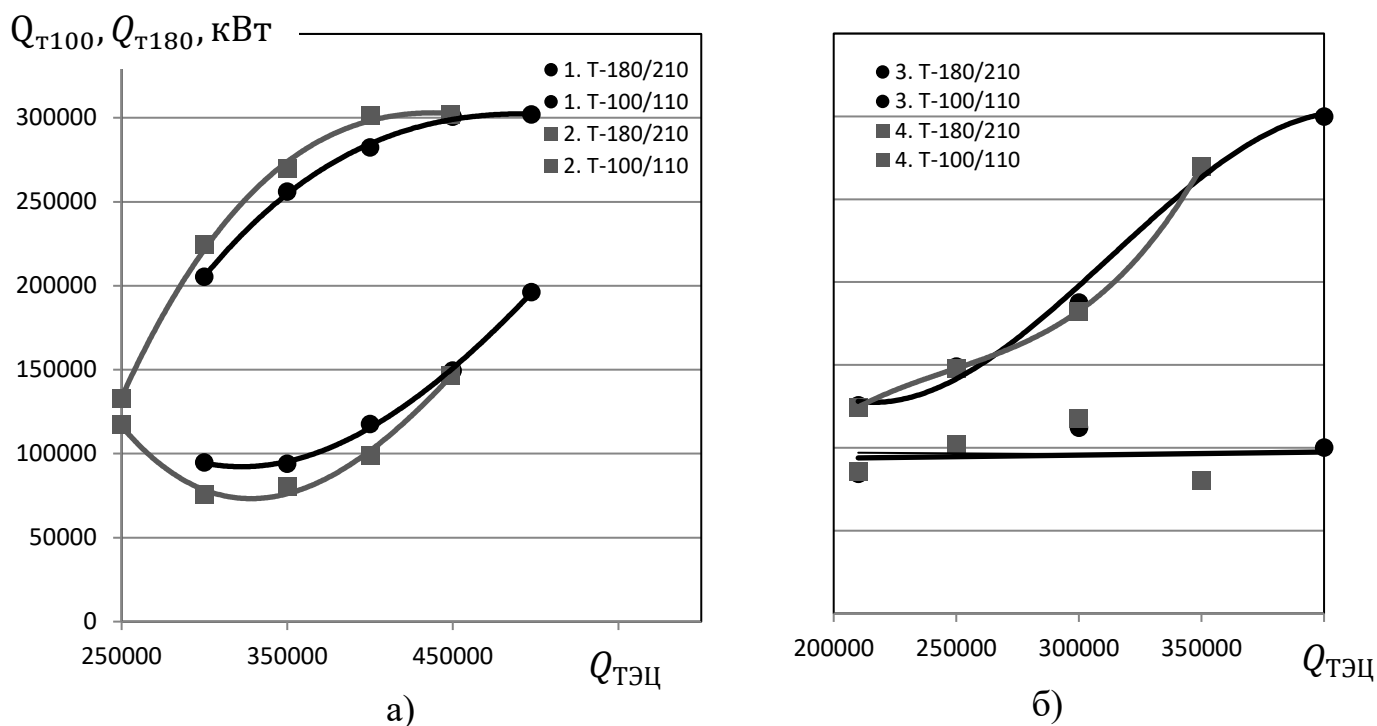


Рис. 3.4 Распределение тепловых нагрузок на различных режимах по результатам экспериментов: а - эксперименты 1,2; б - эксперименты 3,4.

Результаты распределения тепловой нагрузки на ТЭЦ представлены на рисунке 3.4. На графике видно, что распределение тепловой нагрузки для Т-180/210 на режимах 1.1-1.5, 2.1-2.5 имеет характер выпуклой кривой, а для Т-100/110 вогнутой, таким образом на данных режимах сначала снижение нагрузки в основном покрывается за счет Т-100/110 и в меньшей степени Т-180/210.

Однако в области своего нижнего ограничения по тепловой мощности турбина Т-100/110 имеет выраженный минимум, рис. 3.4-а. В этом случае суммарное снижение тепловой мощности ТЭЦ обеспечивается за счет более глубокого снижения тепловой нагрузки на турбине Т-180/210.

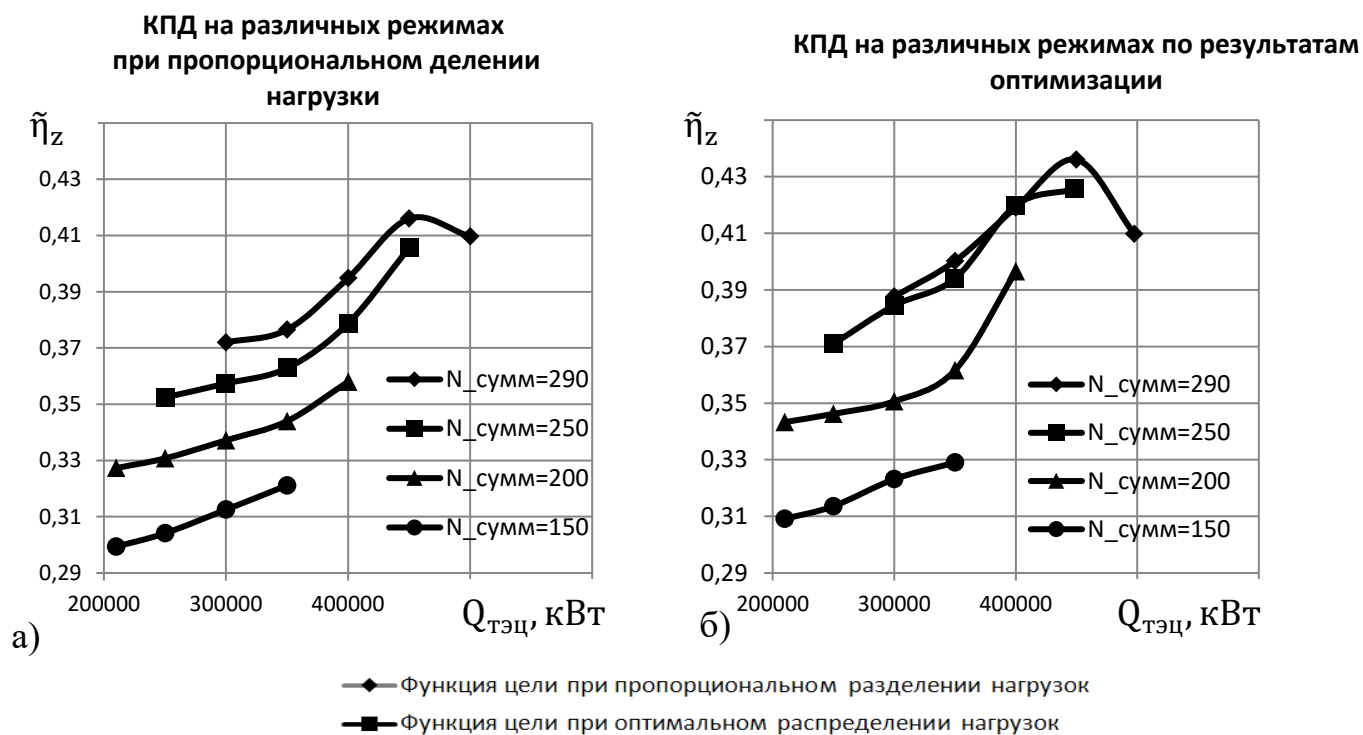


Рисунок 3.5. Эксергетический КПД ТЭЦ на различных режимах: а – эксергетический КПД ТЭЦ на различных режимах при пропорциональном делении нагрузки; б) эксергетический КПД ТЭЦ на различных режимах по результатам оптимизации

В эксперименте 2.5 необходимо отметить повышение тепловой нагрузки Т-100/110 с понижением $Q_{ТЭЦ}$ и $Q_{Т-180}$ это объясняется тем, что выгода от реализации теплофикационного режима Т-100/110 превысила выгоду от дополнительной загрузки по отпуску теплоты от Т-180/210.

Рассмотрим изменение функции цели (см. формулу 2.20) на различных режимах работы при пропорциональном разделении нагрузок и при оптимальном распределении (рис. 3.5, рис. 3.6).

В эксперименте 1.1 (рис. 3.5, рис. 3.6а). обе турбины загружены на свои номинальные параметры, поэтому здесь возможен только один вариант распределения нагрузки, однако в остальных экспериментах 1.2-1.5 эксергетический КПД ТЭЦ вырастает в среднем на 1,5-3% по сравнению с вариантом пропорционального распределения нагрузок. Наилучшей серией, с точки зрения роста КПД, экспериментов являются режимы 2.1-2.5 (рис. 3.5, рис.

3.6б)., где средний рост КПД ТЭЦ 2,7%. Что обусловлено достаточно высокими нагрузками и большими возможностями для распределения нагрузок. Наихудшая — эксперименты 4.1-4.4(рис. 3.5, рис. 3.6г)., где КПД ТЭЦ возрастает в среднем на 1%, таким образом, при низких электрических нагрузках ТЭЦ эффективность оптимизации снижается и, при минимальных тепловой и электрической нагрузках, снова сходятся в одной точке.

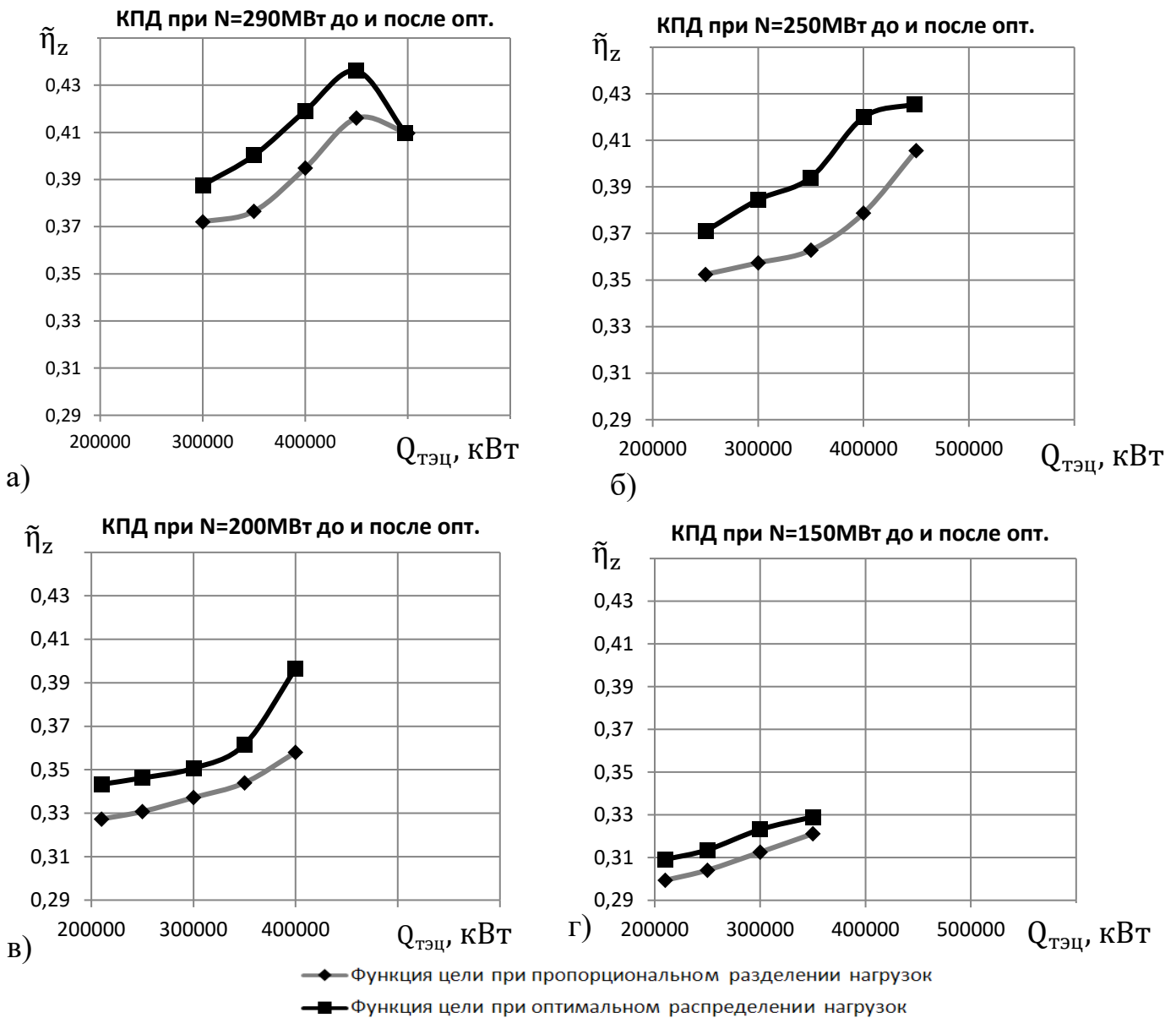


Рисунок 3.6. Эксергетический КПД ТЭЦ на различных режимах: а – при отпускаемой электрической мощности $N_{ТЭЦ}=290$ МВт; б – при отпускаемой электрической мощности $N_{ТЭЦ}=250$ МВт; в – при отпускаемой электрической мощности $N_{ТЭЦ}=200$ МВт; г – при отпускаемой электрической мощности $N_{ТЭЦ}=150$ МВт;

Следует отметить что ни на одном из режимов пропорциональное деление нагрузки, которым зачастую пользуются в эксплуатации, не оказалось лучше полученного по эксергетическому методу, кроме того нагрузки между энергоблоками во всех случаях существенно отличались от нагрузок полученных пропорциональным делением.

На рисунках 3.5, 3.6. представлены данные о расходах топлива на различных режимах. На графиках режимов видно, что по мере роста тепловой нагрузки разница между расходом топлива до и после оптимизации снижается. В среднем величина экономии для серии экспериментов 1 составляет 0,02кг/с условного топлива, для серии 2 — 0,06 кг/с, для серии 3 — 0,07кг/с, для серии экспериментов 4, видно, что разница между расходом топлива постепенно снижается со снижением тепловой нагрузки (экономия топлива в среднем 0,05 кг/с).

Таким образом из рисунков рис. 3.4-3.6, ясно, что наибольший эффект от оптимизации получается при нагрузках ТЭЦ равных 0,6-0,8 от максимальных и уменьшается с приближением к граничным значениям.

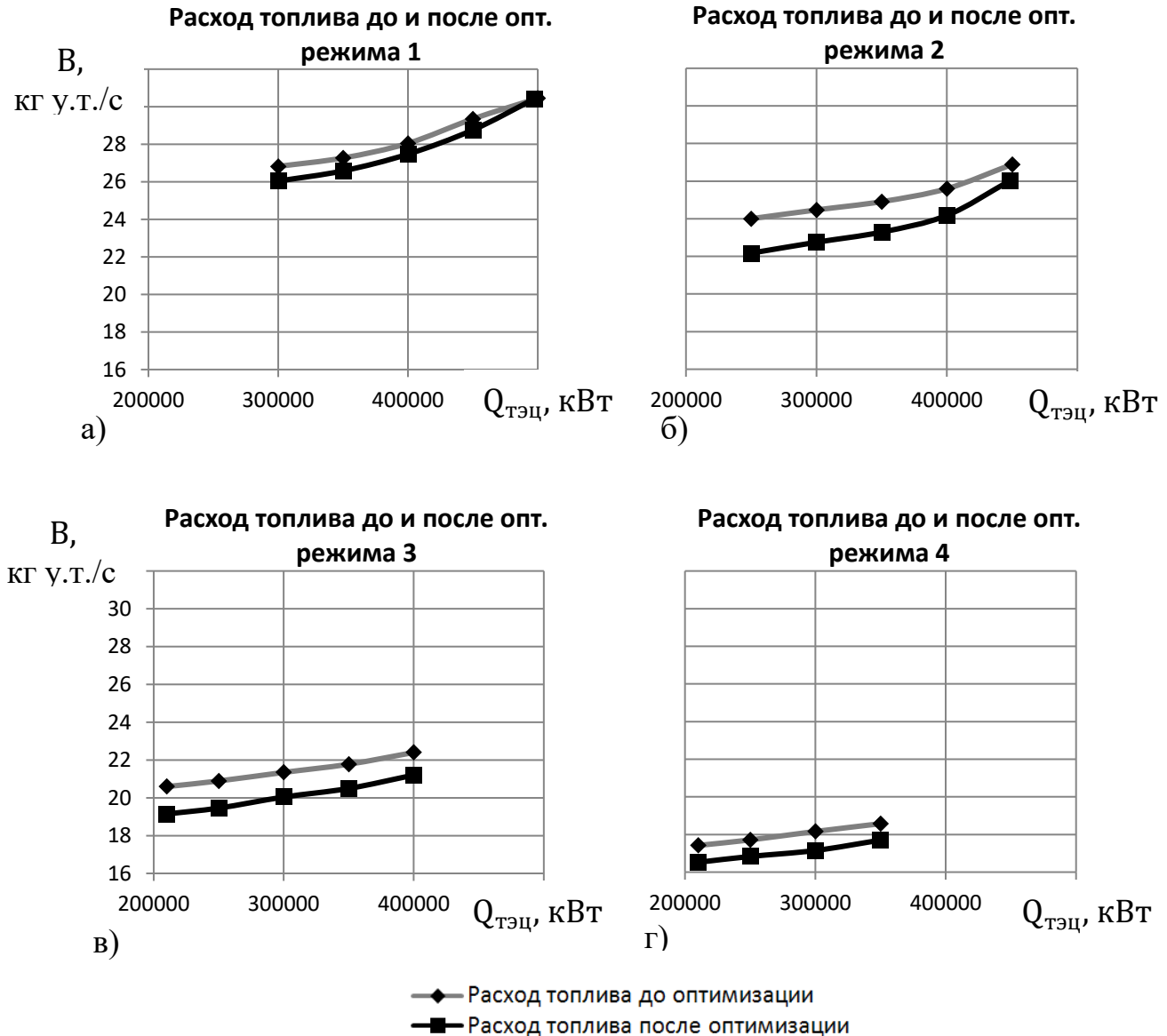


Рисунок 3.7 Расход топлива на различных режимах: а) расход топлива до и после оптимизации в серии экспериментов 1; б) расход топлива до и после оптимизации в серии экспериментов 2; в) расход топлива до и после оптимизации в серии экспериментов 3; г) расход топлива до и после оптимизации в серии экспериментов 4;

Рассмотрим далее КПД по отпуску электроэнергии (2.4) и теплоэнергии (2.5) обоих энергоблоков на одном из режимов. На рисунке 17 представлены графики для серии экспериментов 2.1-2.5, табл. 3.1. На левом графике представлены КПД по отпуску электроэнергии, видно, что начальное пропорциональное разделение занимает промежуточные значения между КПД

блоков Т-100/110 и Т-180/210 после оптимизации. Таким образом, данные полученные по результатам оптимизации показывают, что за счет увеличения КПД по отпуску электроэнергии для блока Т-180/210 при большей нагрузке этого блока и уменьшении КПД блока Т-100/110 при его меньшей нагрузке достигается большая эффективность.

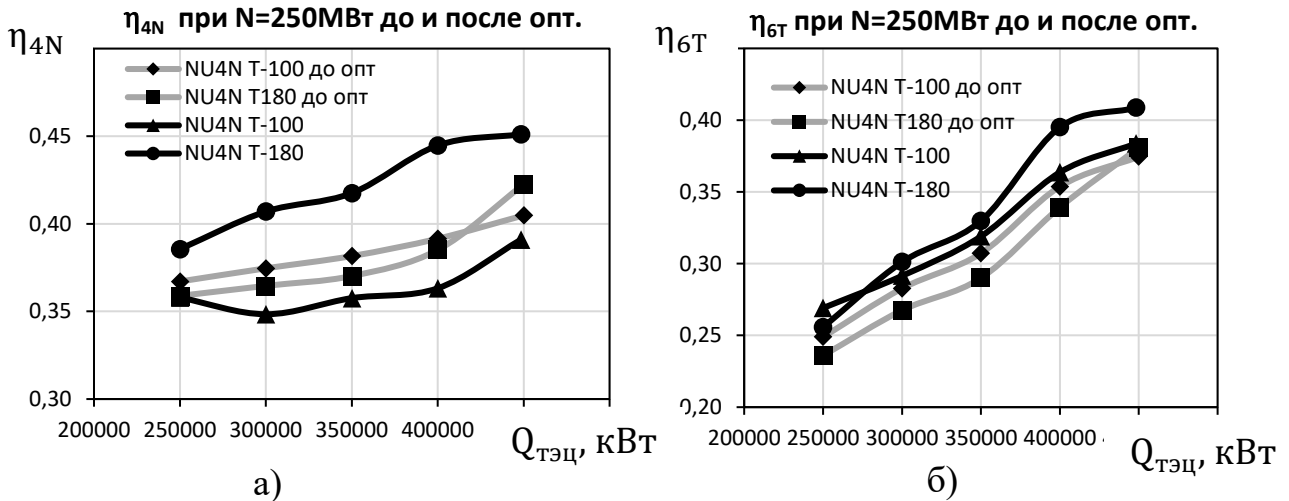


Рис. 3.8 КПД по отпуску электроэнергии(а) и теплоэнергии(б) на различных режимах:

На правом графике полученные данные свидетельствуют о том, что КПД по отпуску теплоэнергии, полученные в ходе оптимизационных расчетов несколько выше на всех рассмотренных режимах. При этом влияние члена $\eta_T E_T$ в выражении (2.19) постепенно снижается от эксперимента 2.1 к 2.5.

3.3. Оценка устойчивости оптимальных решений

Как известно [59, 60] начальные параметры пара, параметры промперегрева, давление в конденсаторе, температура питательной воды влияют на эффективность цикла. Для энергоблока на базе турбины Т-180 проведена оценка влияния отклонения температуры острого пара на эксергетическую эффективность с применением разработанной (глава 2) методики, рис.3.9.

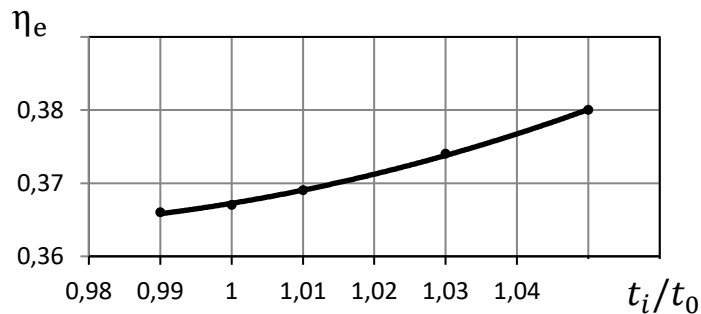


Рис. 3.9. Влияние температуры свежего пара на эксергетический КПД энергоблока на базе турбины Т-180

Легко видеть, что рост КПД (η_e) энергоблока может составлять на уровне 1,5%, что достаточно хорошо согласуется с данными [117].

Рассмотрим далее влияние начальных параметров энергоблока на распределение нагрузки и устойчивость функции цели. Пусть параметры энергоблока Т-180/210 несколько ниже заданных ранее и принимаются следующими:

$$P_0 = 12,5 \text{ МПа}, t_0 = 530 \text{ }^\circ\text{C}, t_{\text{пп}} = 530 \text{ }^\circ\text{C}, t_{\text{пв}} = 210 \text{ }^\circ\text{C}, \Delta t = 25 \text{ }^\circ\text{C},$$

В свою очередь, параметры энергоблока Т-100/110 номинальными. Таким образом, ожидается, что из-за сниженной средней температуры подвода тепла и повышенной средней температуры отвода тепла, общая эффективность энергоблока Т-180/210 снизится, что может отразиться на загрузке данного энергоблока.

Проведенные эксперименты (порядковые номера 5.1-5.5, табл. 3.1) сравниваются с уже рассмотренными режимами 2.1-2.5, а тепловая и электрическая нагрузка ТЭЦ и температура наружного воздуха, приравниваются к таковым на режимах 2.1-2.5.

Оптимальное распределение электрической нагрузки показало, что в случае ухудшенных параметров по-прежнему выгоднее загружать полностью турбину Т-180/210, во всех проведенных экспериментах турбина загружалась на наибольшую

возможную нагрузку, напротив электрические нагрузки турбины Т-100/110 во всех экспериментах были на уровне ее нижнего ограничения (3.1).

Иная картина при оптимизации тепловой мощности между двумя энергоблоками для случая работы на стандартных и ухудшенных параметрах (рис. 10).

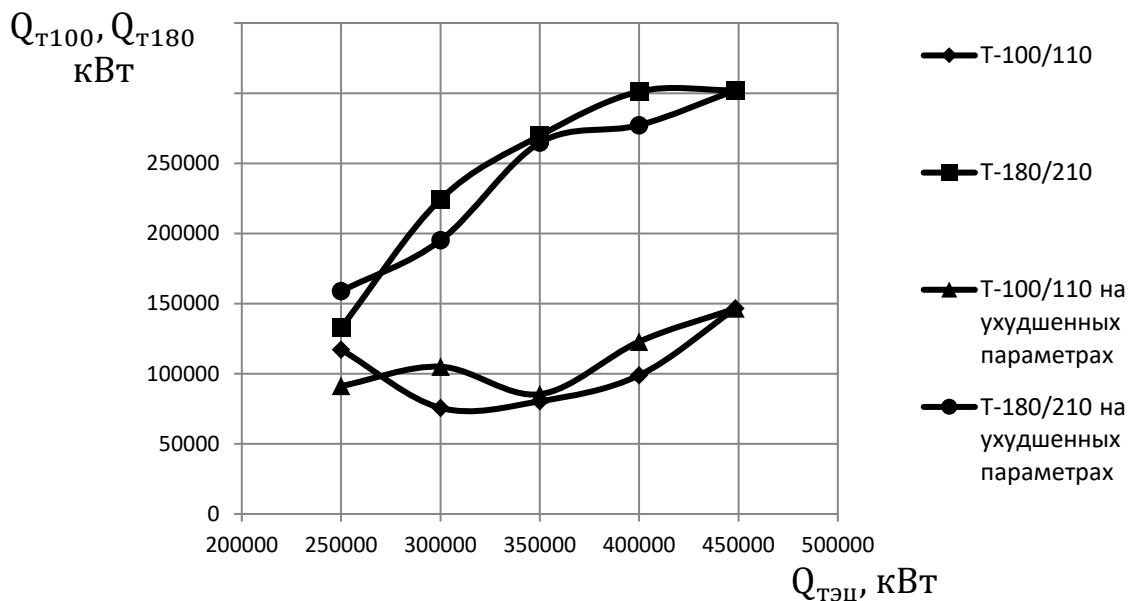


Рисунок 3.10. Тепловая нагрузка энергоблоков и ТЭЦ в целом

Можно видеть, что изменение начальных параметров повлияло на распределение тепловой нагрузки, турбина Т-180/210 разгрузилась на 24МВт и 29 МВт соответственно (рис. 3.10).

Анализ полученных КПД (рис. 3.11) показывает, что эффективность всей ТЭЦ несколько ниже из-за ухудшенных параметров Т-180/210, причем разность между КПД полученных на разных режимах постепенно возрастает с ростом тепловой нагрузки. При минимальной теплофикационной нагрузке КПД практически совпадают. Отметим также, что КПД ТЭЦ на ухудшенных параметрах, показывает лучшие результаты даже в сравнении с пропорциональным разделением нагрузки ТЭЦ с нормальными параметрами.

Сравнение эффективности работы подсистем показывает, что наибольшее влияние на режим работы энергоблока с ухудшенными параметрами оказывает подсистема парогенератора, где падение КПД произошло в среднем на 3%,

подсистема регенерации – 4%, а также подсистема отпуска тепла потребителю 1-6%.

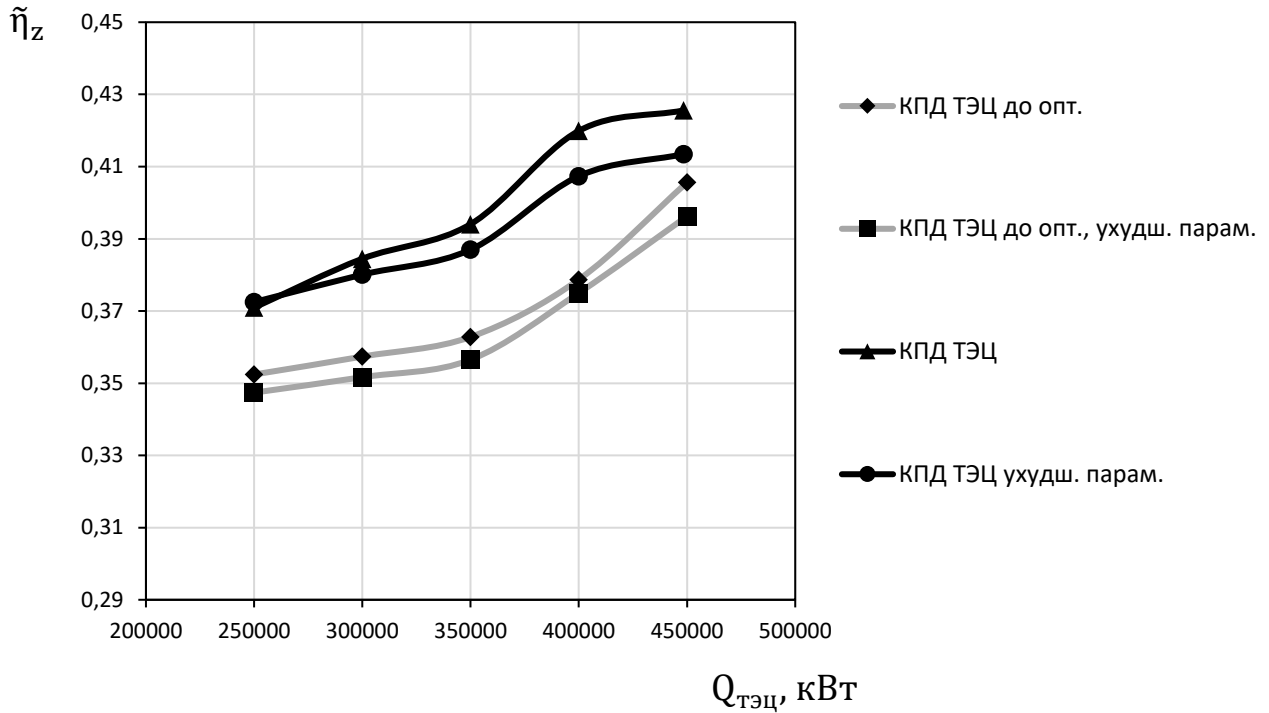


Рисунок 3.11. КПД ТЭЦ на различных режимах при пропорциональном делении нагрузки и по результатам оптимизации при оценке устойчивости оптимальных решений.

Рассмотрим далее увеличение расхода топлива на исследуемом режиме. Увеличение расхода топлива составило от 0,14кг/с до 0,47кг/с условного топлива в зависимости от тепловой нагрузки, рис. 3.12.

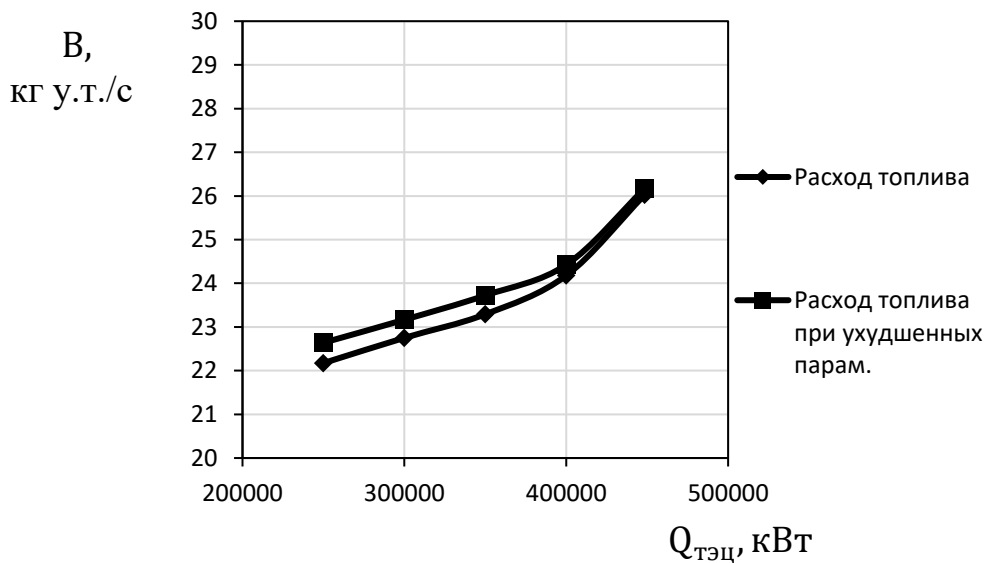


Рисунок 3.12. Расход топлива при оценке устойчивости оптимальных значений распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ

Рассмотрим влияние температуры наружного воздуха на распределение нагрузки. Пусть на ТЭЦ имеется 2 турбины Т-100/110-130 и 2 турбины Т-180/210-130 и температура изменяется в диапазоне от -10°C до -25°C с шагом -5°C . Электрическая нагрузка ТЭЦ $N_{\text{ТЭЦ}} = 450$ МВт, тепловая $Q_{\text{ТЭЦ}} = 600$ МВт и $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,5$.

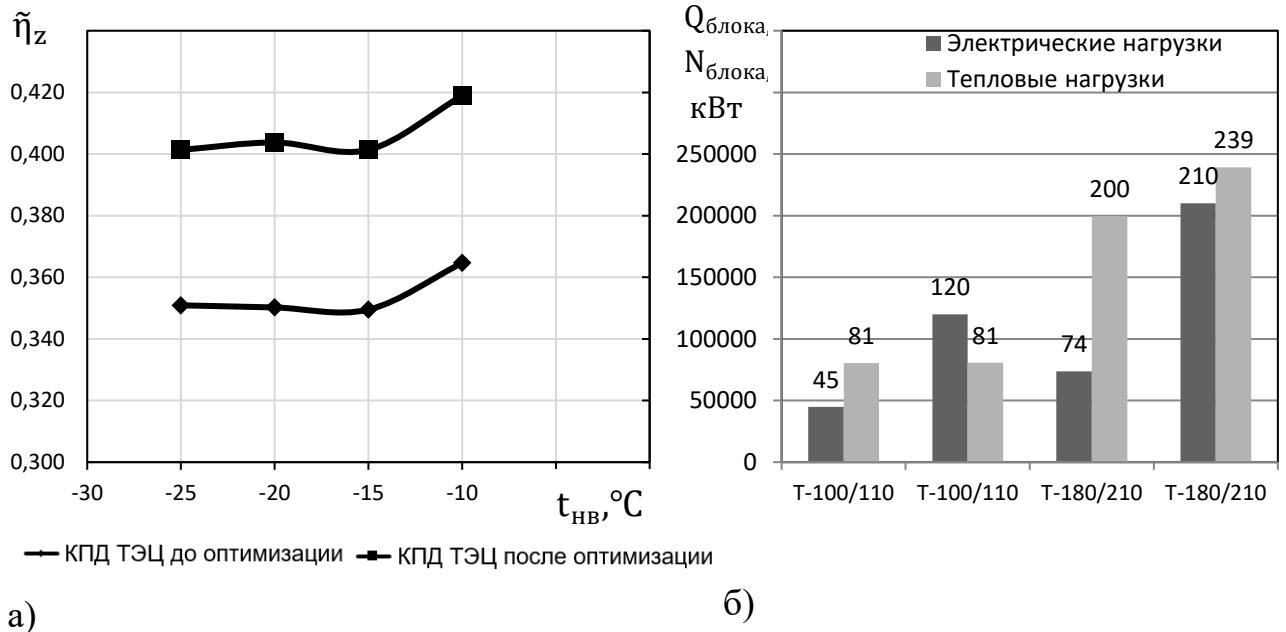


Рисунок 3.13. Влияние температуры наружного воздуха: а) на эксергетический КПД ТЭЦ б) на распределение нагрузки

Компьютерные эксперименты показывают, что эксергетический КПД ТЭЦ в заданном диапазоне возрастает с ростом температуры наружного воздуха $\Delta\tilde{\eta}_z = 1,8\%$. Причем в диапазоне от -15°C до -25°C $\Delta\tilde{\eta}_z$ практически не изменяется, тогда как изменение температуры -10°C до -15°C отмечается ощутимым ростом.

Распределение нагрузки при всех температурах оставалось примерно одинаковым на рис. 3.13 приведено распределение для $t_{\text{нв}} = -20^{\circ}\text{C}$.

Далее определим влияние $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$. Как и в предыдущем эксперименте $N_{\text{ТЭЦ}} = 450$ МВт, $Q_{\text{ТЭЦ}} = 600$ МВт, температура окружающего воздуха $t_{\text{нв}} = -20^{\circ}\text{C}$. $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ принимает значения 0,48; 0,5 ; 0,52.

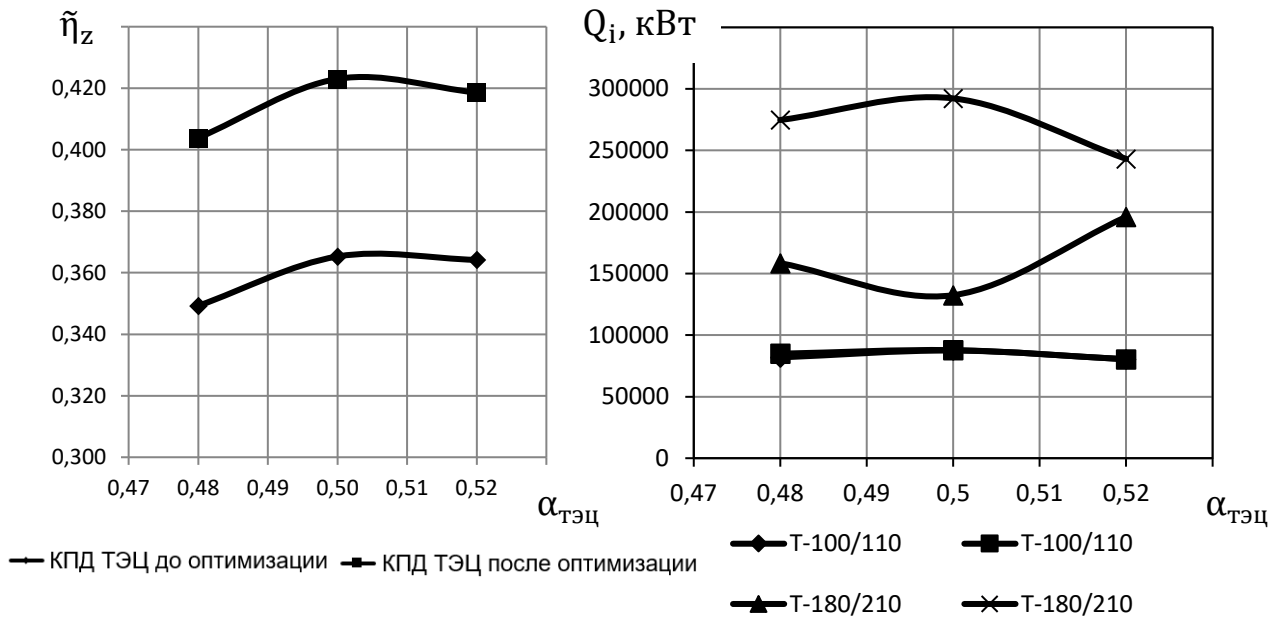


Рисунок 3.14. Влияние $\alpha_{TЭЦ}$ на эксергетический КПД ТЭЦ и распределение тепловых нагрузок

Результаты оптимизации показывают, что при $\alpha_{TЭЦ}=0,5$ достигается наибольшая эффективность, при $\alpha_{TЭЦ}=0,52$ эксергетический КПД ТЭЦ снижается (на 0,4%), результат с наименьшим КПД ТЭЦ при $\alpha_{TЭЦ}=0,48$, в этом случае функция цели на 1,9% меньше наилучшего варианта.

Распределение электрических нагрузок при всех трех экспериментах показывает, что одна из турбин Т-100/110 должна быть загружена на минимальную мощность (44 МВт), вторая на максимальную (120 МВт); первая турбина Т-180/210 грузится на 74 МВт, а вторая на максимальную мощность (210 МВт). Распределение тепловых нагрузок представлено на рис. 3.13. На графике нагрузки обоих энергоблоков Т-100/110 практически совпадают, тогда как энергоблоки Т-180/210 загружены существенно неравномерно.

Определим далее влияние параметров температуры питательной воды, температурного напора в конденсаторе, температуры свежего пара для шести энергоблоков Т-100/110 для этого найдем оптимальные нагрузки сначала для стандартных параметров этой ТЭЦ, а затем изменим эти параметры.

Распределяется нагрузка $N_{\text{ТЭЦ}} = 500$ МВт, $Q_{\text{ТЭЦ}} = 800$ МВт, $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,5$ температура окружающего воздуха $t_{\text{нв}} = -10^\circ\text{C}$. Принятые изменения параметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Значение параметров энергоблоков ТЭЦ с шестью турбинами Т-100/110

Параметр	Значение					
	1	2	3	4	5	6
Порядковый номер энергоблока	1	2	3	4	5	6
Температура питательной воды, $t_{\text{нв}} = -20^\circ\text{C}$.	230	230	210	210	190	190
Температура свежего пара, $^\circ\text{C}$	560	560	550	550	535	535
Температурный напор в конденсаторе, $^\circ\text{C}$	15	15	20	20	25	25

На рис. 3.13 представлены данные оптимального распределения нагрузки для ТЭЦ со стандартными параметрами (3.1, 3.2) и значения для ТЭЦ с турбинами на измененных параметрах.

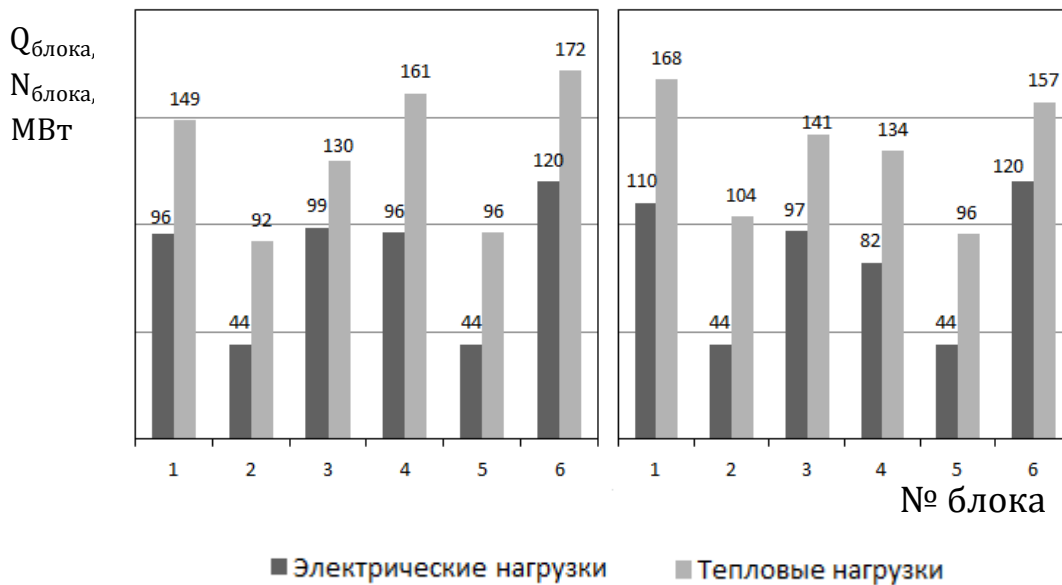


Рисунок 3.15 Распределение нагрузки на ТЭЦ с шестью энергоблоками Т-100/110

Таким образом, видно, что турбины 1, 2 с наилучшими термодинамическими параметрами загрузились несколько больше чем в исходном варианте, заметно разгрузились по теплу турбины 4 и 6.

Пусть имеется ТЭЦ с тремя турбинами Т-180/210 и той же тепловой и электрической нагрузке, $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ и $t_{\text{нв}}$, что и в предыдущем варианте ($N_{\text{ТЭЦ}} = 450$ МВт, $Q_{\text{ТЭЦ}} = 600$ МВт, $t_{\text{нв}} = -10^\circ\text{C}$). Рассмотрим, как в этом случае изменяется функция цели и сравним три варианта распределения:

1. ТЭЦ с шестью турбинами Т-100/110 на стандартных параметрах
2. ТЭЦ с шестью турбинами Т-100/110 с различными параметрами (табл. 3.2).
3. ТЭЦ с тремя турбинами Т-180/210

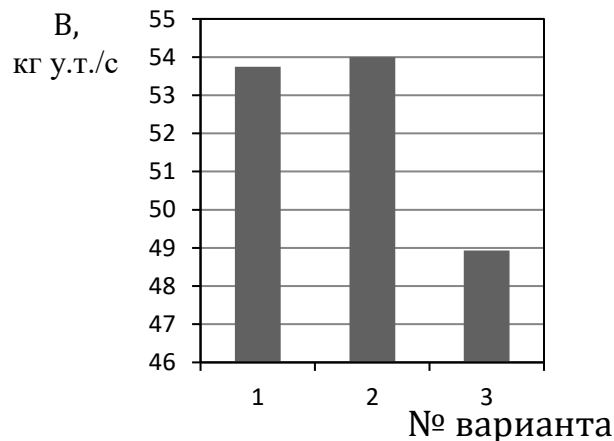


Рисунок 3.16. Эксергетический КПД ТЭЦ и суммарный расход топлива ТЭЦ для трех сравниваемых вариантов

Результаты компьютерных экспериментов показывают, что экономичность варианта с турбинами Т-180/210 значительно превышает остальные два варианта. Так, эксергетический КПД ТЭЦ в третьем варианте на 4,8% выше варианта один и на 5,8% выше варианта два. Расход топлива составляет 48,93 кг/с условного топлива против 53,75 кг у.т./с при варианте два и 54,00 при варианте один. Отсюда можно сделать вывод об эффективности более мощных энергоблоков.

3.4. Выводы

Разработан программно-вычислительный комплекс для ведения оптимизационных расчетов режимов ТЭЦ. Проведена настройка комплекса на ТЭЦ, состоящую из двух энергоблоков Т-100/110 и Т-180/210, при этом:

1. Показано, что повышение эффективности при оптимизации нагрузок агрегатов ТЭЦ может составлять 1,5-3% по сравнению с

пропорциональной нагрузкой оборудования. При этом меньшие значения соответствуют меньшим тепловым и электрическим нагрузкам ТЭЦ. Экономия топлива при этом может составлять 0,02-0,07 кг/с.

2. Наибольший эффект от оптимизации нагрузок агрегатов ТЭЦ может быть обеспечен при нагрузках ТЭЦ в диапазоне от 0,6-0,8 от максимальных значений.
3. Оценка устойчивости оптимальных решений показывает, что при снижении начальных параметров на некоторых энергоблоках на ~2%, сопровождающихся снижением эффективности на блоке на ~0,3-0,4% абсолютных, оптимизация режимов позволяет обеспечить суммарный КПД ТЭЦ на 1,5-5% выше, чем на тех же энергоблоках, работающих на номинальных параметрах, но без оптимизации при пропорциональном разделении нагрузок. Меньшие значения соответствуют максимальным теплофикационным нагрузкам ТЭЦ. При этом экономия топлива может составить 0,14-0,47 кг/с.

ГЛАВА 4. ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ РАСЧЕТЫ

4.1. Пример работы вычислительного комплекса

С использованием разработанных методических положений и программно-вычислительного комплекса проведены оптимизационные расчеты нагрузок энергоблоков ТЭЦ разного состава и разной установленной мощности. В качестве примера смоделированы четыре ТЭЦ, исходные данные для которых представлены в табл. 4.1.

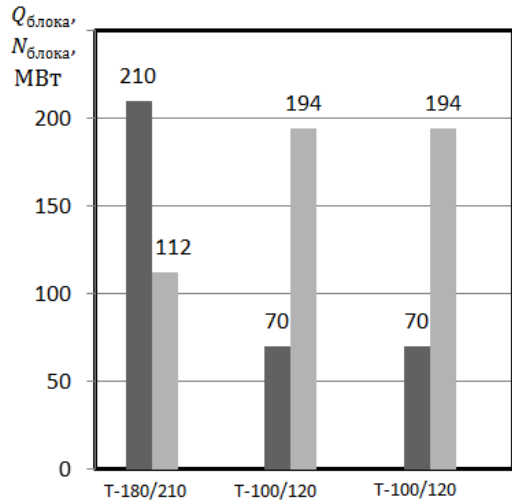
Таблица 4.1. Характеристики исследуемых ТЭЦ

Параметр	Номер варианта состава оборудования ТЭЦ							
	1		2		3		4	
	Т-180	Т-100	Т-180	Т-100	Т-180	Т-100	Т-180	Т-100
Количество единиц оборудования энергоблока, шт.	1	2	2	2	2	3	3	3
Температура свежего пара, С°	550	550	550	550	550	550	550	550
Давление свежего пара, МПа	12,57	13	12,57	13	12,57	13	12,57	13
Температура пара промперегрева, С°	550	-	550	-	550	-	550	-
Давление пара промперегрева, Мпа	2,72	-	2,72	-	2,72	-	2,72	-
Коэффициент теплофикации	0,48	0,5	0,48	0,5	0,48	0,5	0,48	0,5
Температура питательной воды, С°	245	230	245	230	245	230	245	230
Температура охлаждающей воды, С°	5	5	5	5	5	5	5	5
Температура наружного воздуха, С°	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10
Суммарная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	350		540		600		780	
Суммарная тепловая мощность ТЭЦ, МВт	500		750		820		1020	

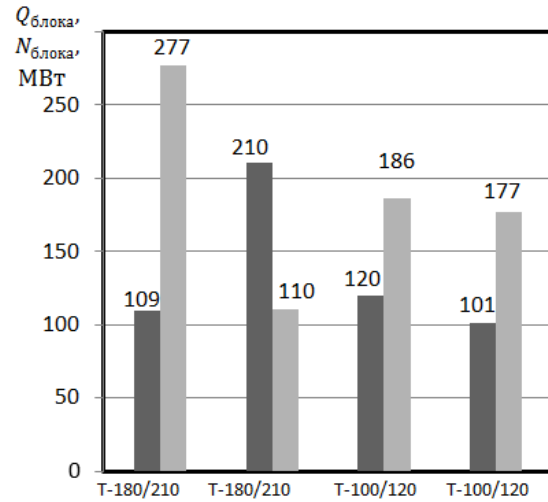
В качестве примера приведены (рис. 4.1) результаты оптимального распределения электрической и тепловой нагрузок на ТЭЦ с энергоблоками Т-100/110 и Т-180/210 при температуре окружающего воздуха $-9,5^{\circ}\text{C}$, коэффициенте теплофикации 0,5 и нормативном температурном графике.

В качестве исходного, принято пропорциональное распределение нагрузок между энергоблоками ТЭЦ при равной загрузке одинаковых энергоблоков. Вместе с тем из рис. 4.1 видно, что при оптимальном распределении одинаковые энергоблоки на целом ряде режимов загружаются не равномерно. Это объясняется тем, что при оптимизации режимов одинаковых энергоблоков по критерию $\tilde{\eta}_Z$

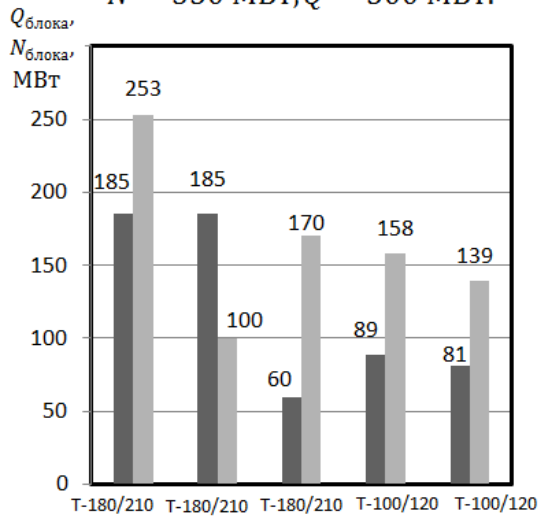
эксергетической эффективности ТЭЦ выгоднее максимально нагружать только некоторые энергоблоки с разгрузкой других («буферных») энергоблоков при условии покрытия графиков нагрузок. При этом экономия топлива составляет до 3%.



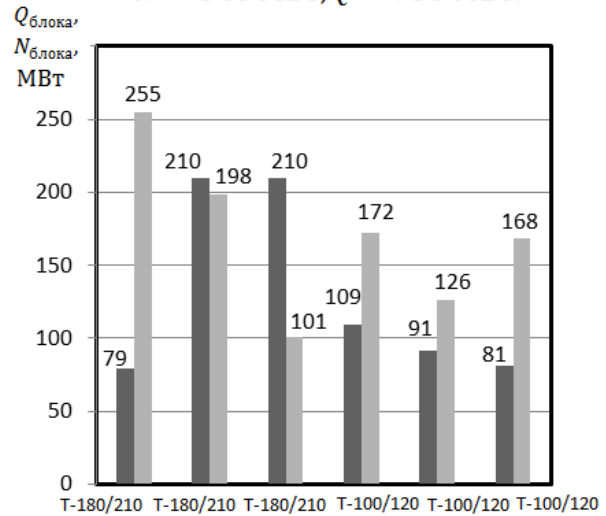
а) Состав ТЭЦ: 1xT180/210+2xT-100/120
Суммарная мощность ТЭЦ:
 $N = 350$ МВт, $Q = 500$ МВт.



б) Состав ТЭЦ: 2xT180/210+2xT-100/120
Суммарная мощность ТЭЦ:
 $N = 540$ МВт, $Q = 750$ МВт.



в) Состав ТЭЦ: 2xT180/210+3xT-100/120
Суммарная мощность ТЭЦ:
 $N = 600$ МВт, $Q = 820$ МВт.



г) Состав ТЭЦ: 3xT180/210+3xT-100/120
Суммарная мощность ТЭЦ:
 $N = 780$ МВт, $Q = 1020$ МВт.

■ Электрическая мощность ■ Тепловая мощность

Рисунок 4.1. Распределение электрической и тепловой нагрузки на ТЭЦ с разным составом оборудования: а) ТЭЦ с одной турбиной Т-180/210 и двумя Т-100/120; б) ТЭЦ с двумя турбинами Т-180/210 и двумя Т-100/120; в) ТЭЦ с 2 турбинами Т-180/210 и тремя Т-100/120; г) ТЭЦ с тремя турбинами Т-180/210 и тремя Т-100/120.

4.2. Оптимизация режимов для ТЭЦ – 340

В настоящем разделе проведена оптимизация режимов действующей Новосибирской ТЭЦ (НТЭЦ-2) мощностью 340МВт.

Оптимизационные расчеты проводились с использованием данных представленных в [32,33], исходные данные для расчета приняты на основе отчетов по форме 3-тех за 2013-2014гг.

4.2.1. Основные характеристики и оборудование Новосибирской ТЭЦ-2

Установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 340 МВт, тепловая мощность 920 Гкал/ч [34]. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ приведена на рис.

4.2. Принципиальные тепловые схемы турбин представлены на рис. 4.3, 4.4, 4.5.

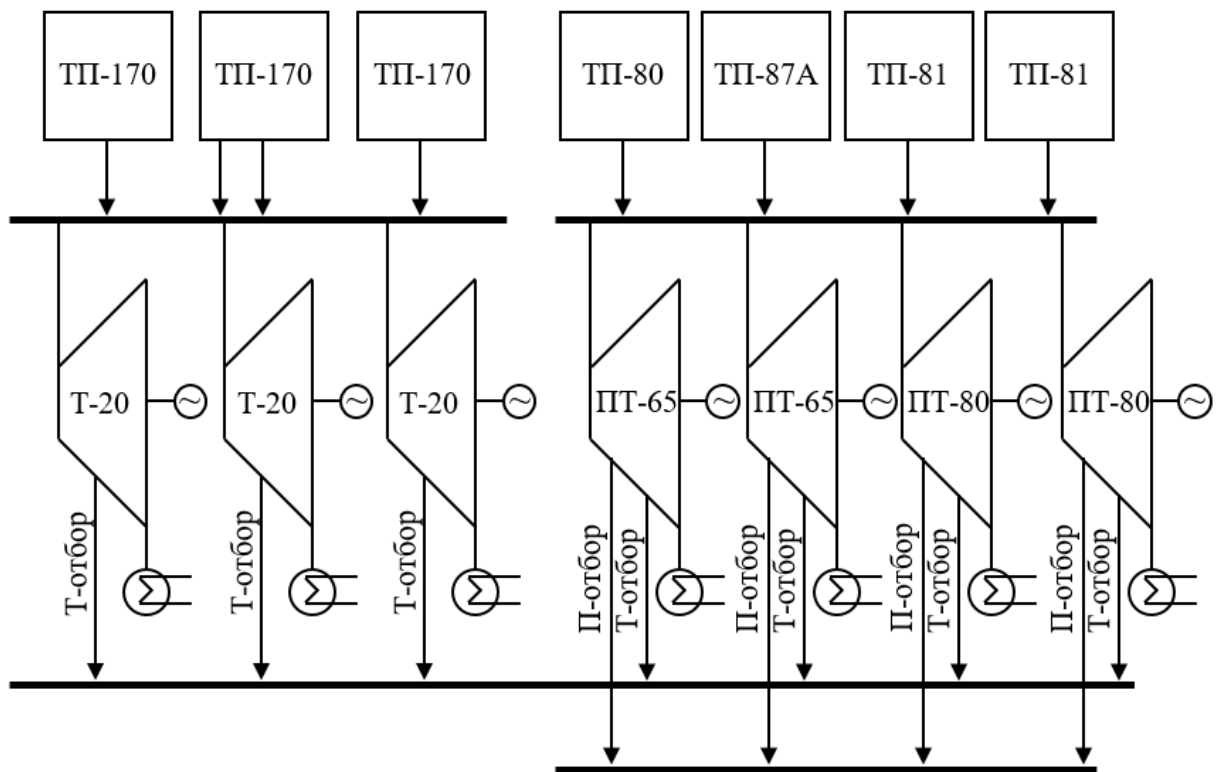


Рис. 4.2. Принципиальная тепловая схема Новосибирской ТЭЦ-2

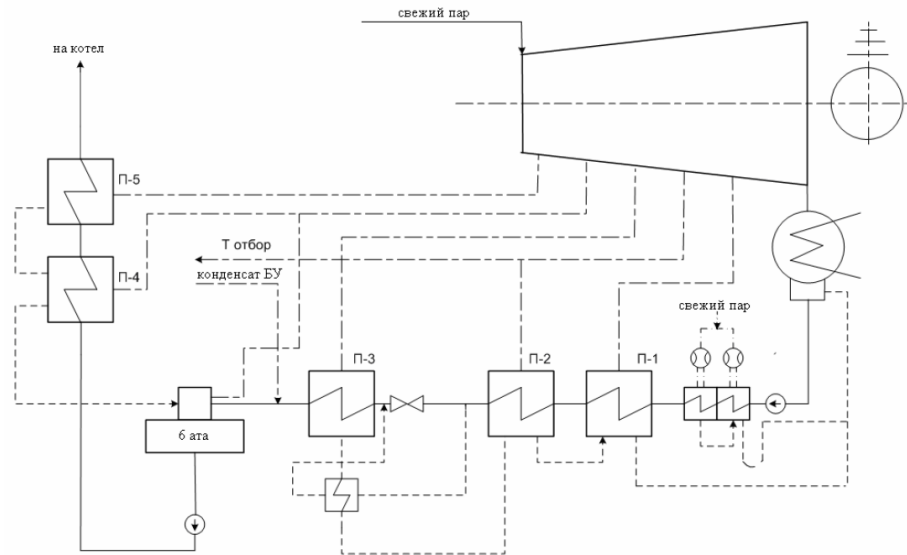


Рис. 4.3. Принципиальная тепловая схема турбоагрегата Т-20-90

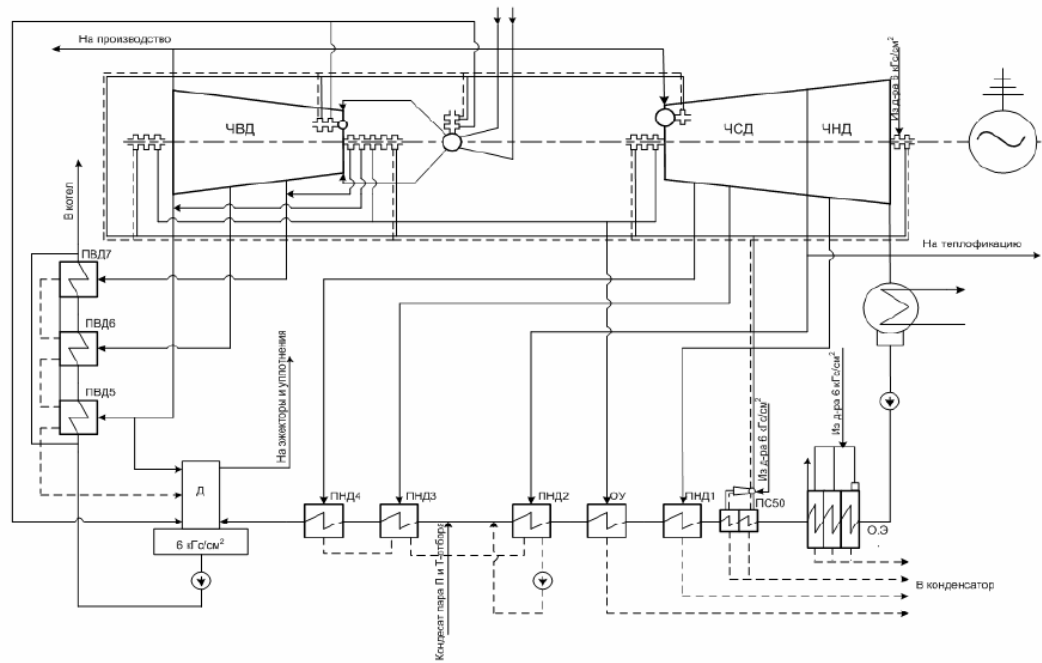


Рис. 4.4. Принципиальная тепловая схема турбоагрегата ПТ-65/75-130/13

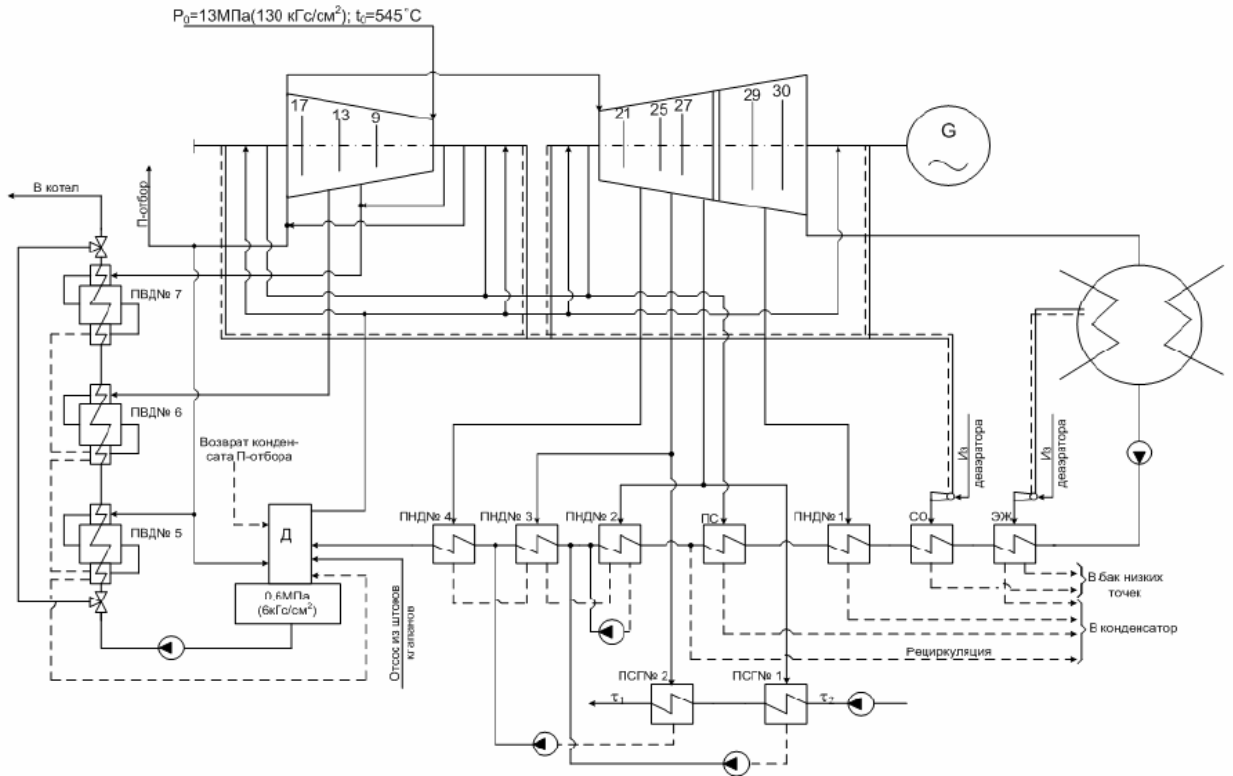


Рис. 4.5. Принципиальная тепловая схема турбоагрегата ПТ-80/100-130/13

В котельном цехе на очереди 90 кг/см^2 установлено три котла ТП-170 производительностью 170 т/ч. Котел ТП-170 – двухбарабанный, водотрубный, П-образной компоновки, был изготовлен в 1956 году Барнаульским котельным заводом. Котлоагрегаты оборудованы пылеугольными топками для сжигания тощих углей с сухим шлакоудалением. На боковых стенах топки установлены три пылеугольных улиточных горелки. Котлоагрегат оборудован двумя индивидуальными пылесистемами с промбункером и шаровыми барабанными мельницами ШБМ 250/390 и мельничными вентиляторами МВ-50/1000. Тягодутьевая установка состоит из двух дымососов Д18х2 и двух дутьевых вентиляторов ВД-20 [41].

На очереди 130 кг/см^2 установлено четыре котла: ТП-80, ТП-87А и два ТП-81. Производительность котлов очереди 130 кг/см^2 - 420 т/ч. Котлоагрегат ТП-80 в средней части топочной камеры разделен двусветным экраном, топочная камера снабжена 16 прямоточными горелками, расположенными на фронтальной и задней стенах топки. В пылеугольные форсунки встроены мазутные форсунки.

Котлоагрегат оборудован двумя индивидуальными замкнутыми пылесистемами с промбункером и шаровыми барабанными мельницами типа ШБМ-380/550 и мельничными вентиляторами ВМ 100/1000. Тягодутьевая установка состоит из двух дымососов Д21,5х2 и двух дутьевых вентиляторов ВДН-25. Котлоагрегаты ТП-87А и ТП 81 оборудованы вихревыми горелками с регулируемой круткой вторичного воздуха. Каждый из этих котлов оборудован двумя индивидуальными замкнутыми пылесистемами с промбункером, шаровыми барабанными мельницами ШБМ 380/550, мельничными вентиляторами ВМ-100/1000, Дутьевыми вентиляторами ВДН-25 и ВДН-26 П-У, дымососами типа Д-21,5х2 и Д-21,5х2У.

Шлак удаляется шнековыми транспортерами. Очистка дымовых газов на всех котлах осуществляется в золоуловителях с трубами Вентури. Основное топливо для котлов – каменный уголь марок СС и Т Кузнецкого угольного бассейна. Принятый в расчетах состав угля: $Q_i^r = 24711$ кДж/кг, $W^r = 8,3\%$, $A^r = 16,9\%$, $V^{daf} = 23,9\%$ [42].

Турбина типа Т-20-90 имеет один регулируемый теплофикационный отбор, предназначена для привода генератора 3-х фазного тока типа ТВ2-30-2 (для турбогенератора ст.№3) и типа ТВС-30 (для турбоагрегатов ст.№4,5) и отпуска тепла для отопления и горячего водоснабжения. Турбина является одновальной, одноцилиндровой. Проточная часть состоит из ЧВД – от паровпуска до теплофикационного отбора (двухвенечная регулирующая ступень и 15 ступеней давления) и ЧНД – от теплофикационного отбора до выхлопа в конденсатор (одновенечная регулирующая ступень и 3 ступени давления). Регулирование клапанное, свежий пар подводится к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен стопорный клапан, откуда по паровпускным трубам поступает к 4-м регулирующим клапанам, вваренным в переднюю часть ЧВД.

Регулирование давления теплофикационного отбора осуществляется диафрагмой с поворотными кольцами, которые регулируют пропуск пара в часть низкого давления. После ЧНД, отработанный пар поступает в конденсатор

поверхностного типа 25КЦС-6. Минимальный расчетный пропуск пара в ЧНД при закрытой поворотной диафрагме составляет 20 т/ч при давлении в камере отбора $P_T=1,2$ кгс/см². Тепловая схема имеет 6 ступеней подогрева: 3 ПНД, деаэратор 6 кгс/см², 2 ПВД. Основной конденсат турбины последовательно подогревается в основном эжекторе, ПНД и поступает в деаэратор 6 кгс/см² типа ДСП-225 (ДСП-320 ст.№5). Из деаэратора питательная вода забирается питательными насосами типа

ПЭ-270-150, нагревается в ПВД, поступает в коллектор питательной воды и далее в котлы очереди 90 кгс/см².

Турбина ПТ-65/75-130/13 предназначена для привода электрического генератора типа ТФ-63-2 ст.№6 и ТВФ-60 ст.№7 СЭТМ, $\cos \phi$ генераторов равен 0,80 Турбина представляет собой одновальный, двухцилиндровый агрегат, состоящий из ЦВД и ЦНД. Подача пара в ЦВД и ЦСД осуществляется со стороны среднего подшипника, что снижает осевые усилия на упорный подшипник. Турбина имеет сопловое парораспределение. Регулирующие клапаны расположены в паровых коробках, которые приварены к корпусам цилиндров. Проточная часть ЦВД состоит из одновенечной регулирующей ступени и 16-ти ступеней давления левого вращения. Отработав в ЦВД, часть пара поступает в регулируемый производственный отбор, остальная часть пара по перепускным трубам поступает к паровым коробкам регулирующих клапанов ЦНД. Давление в камере производственного отбора поддерживается регулирующими клапанами ЦНД. Проточная часть ЦНД состоит из двух частей – ЧСД и ЧНД.

ЧСД имеет регулирующую ступень и 8 ступеней давления, ЧНД – регулирующую ступень с поворотной диафрагмой и три ступени давления.

Регулирование давления отопительного отбора осуществляется диафрагмой с поворотными кольцами, которые регулируют пропуск пара в часть низкого давления. После ЦНД, отработанный пар поступает в конденсатор поверхностного типа 60КЦС-4.

Турбина паровая типа ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ конденсационная с регулируемым производственным и двухступенчатым теплофикационным отборами пара, номинальной мощностью 80 МВт с частотой вращения 50с-1 предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВФ-120-2 мощностью 120 МВт и отпуска пара для нужд производства и отопления.

Расход пара в конденсатор на всех режимах не должен превышать 220 т/ч. Минимальный расчетный пропуск пара в ЧНД при закрытой поворотной диафрагме составляет 12 т/ч. Фактический пропуск пара в ЧНД при закрытой поворотной диафрагме определен по результатам испытаний и составляет 25 т/ч при давлении в камере отбора РВТО=1,2 кгс/см². Для одноступенчатого режима работы минимальный пропуск в ЧНД составляет 32 т/ч при давлении в камере отбора РНТО=0,9 кгс/см². Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат, состоящий из ЦВД и ЦНД. Подача пара в ЦВД и ЦНД осуществляется со стороны среднего подшипника, что снижает осевые усилия на упорный подшипник. ЦВД имеет сопловое парораспределение. Регулирующие клапаны расположены в паровых коробках, которые приварены к корпусам цилиндров. Два клапана установлены на верхней части и два клапана по бокам в нижней части цилиндра. При режиме с расходом пара в ЦВД более 415 т/ч предусмотрен 5-й перегрузочный клапан, встроенный в верхнюю часть ЦВД. Этот клапан осуществляет перепуск пара из камеры регулирующей ступени за 4-ю ступень ЦВД.

Проточная часть ЦВД имеет одновенечную регулирующую ступень и 16 ступеней давления левого вращения. На выходе из ЦВД часть пара идет в регулируемый производственный отбор (коллектор 10÷13 кгс/см²), на ПВД-5, в деаэраторы питательной воды, остальная часть направляется в ЦНД. Регулирование величины и давления пара производственного отбора осуществляется регулирующими клапанами ЦНД, имеющими аналогичную конструкцию с регулирующими клапанами ЦВД.

Проточная часть ЦНД состоит из 3-х частей:

Первая – до верхнего отопительного отбора (ВТО) – имеет регулируемую ступень и 7 ступеней давления – ЧСД;

Вторая – между ВТО и НТО – промежуточный отсек – имеет две ступени давления. Отборы пара на ПНД №3 и ПНД №2 взяты от паропроводов ВТО и НТО соответственно;

Третья – часть низкого давления (ЧНД) – имеет регулируемую ступень и две ступени давления. За 29-ой ступенью выполнен 7 нерегулируемый отбор на ПНД №1.

Давление отопительных отборов регулируется одной поворотной диафрагмой, расположенной перед частью низкого давления.

Основные характеристики турбин представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2. Характеристики турбин НТЭЦ-2

Наименование параметра	Тип турбины		
	Т-20-90	ПТ-65/75-130/13	ПТ-80/100-130/13
Давление свежего пара, кгс/см ²	90	130	130
Температура свежего пара, °С	500	555	555
Максимальный расход свежего пара на турбину, т/ч	158	396	470
Давление пара в камере Т-отбора, кгс/см ²	1,2-2,5	1,2-2,5	0,5-2,5 ВТО 0,3-1,0 НТО
Давление пара в камере П-отбора, кгс/см ²	-	10-16	10-16
Номинальное значение отработавшего пара в конденсаторе турбины, кгс/см ²	0,1	0,05	0,05
Максимальный расход пара в Т-отбор, т/ч	100	140	200
Максимальный расход пара в П-отбор, т/ч	-	115	300
Максимальный расход отработавшего пара в конденсатор, т/ч	90	180	220

4.2.2. Оптимизация зимних режимов

Зимний режим работы ТЭЦ характеризуется следующими параметрами и характеристиками: продолжительность отопительного периода 5088 часов в год;

температура наружного воздуха – расчетная -39°C ; средняя отопительного периода $-9,3^{\circ}\text{C}$. В 2013 в основную часть времени в работе находилась IV очередь 130 ата, агрегаты III очереди 90 ата включались в январе, июне, июле и ноябре. В 2014 агрегаты III очереди включались в работу только в ноябре, остальное время нагрузка покрывалась за счет агрегатов IV очереди. Выработка электроэнергии в 2013 году составила 1121,5 млн. кВт*ч, в 2014 году - 1122 кВт*ч.

Расчеты проведены при обеспечении фактических в 2013 и 2014 году отпуске электроэнергии и теплоты. Кроме того, показан вариант загрузки оборудования с использованием рекомендаций формы 3 тех.

На графиках видно, что экономия топлива в результате оптимизации составляет 0,22-1,58 кг/с в 2013 году и 0,02-0,87 кг/с в 2014 году в зависимости от текущего месяца.

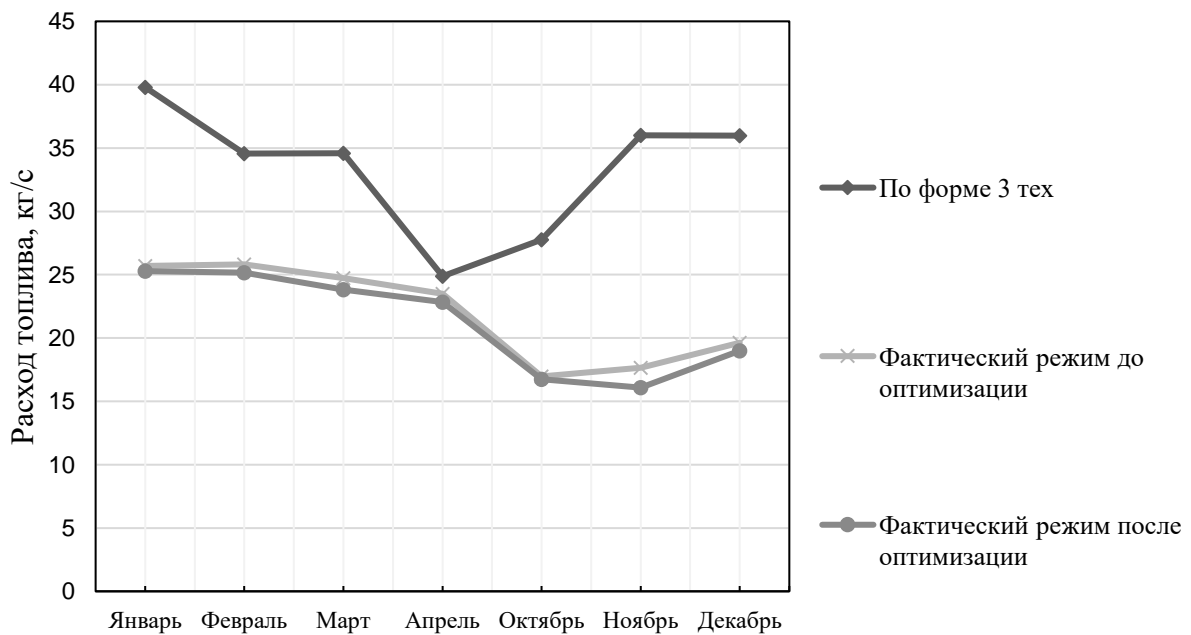


Рис. 4.6. Результаты оптимизации зимних режимов работы Новосибирской ТЭЦ-2 в 2013г.

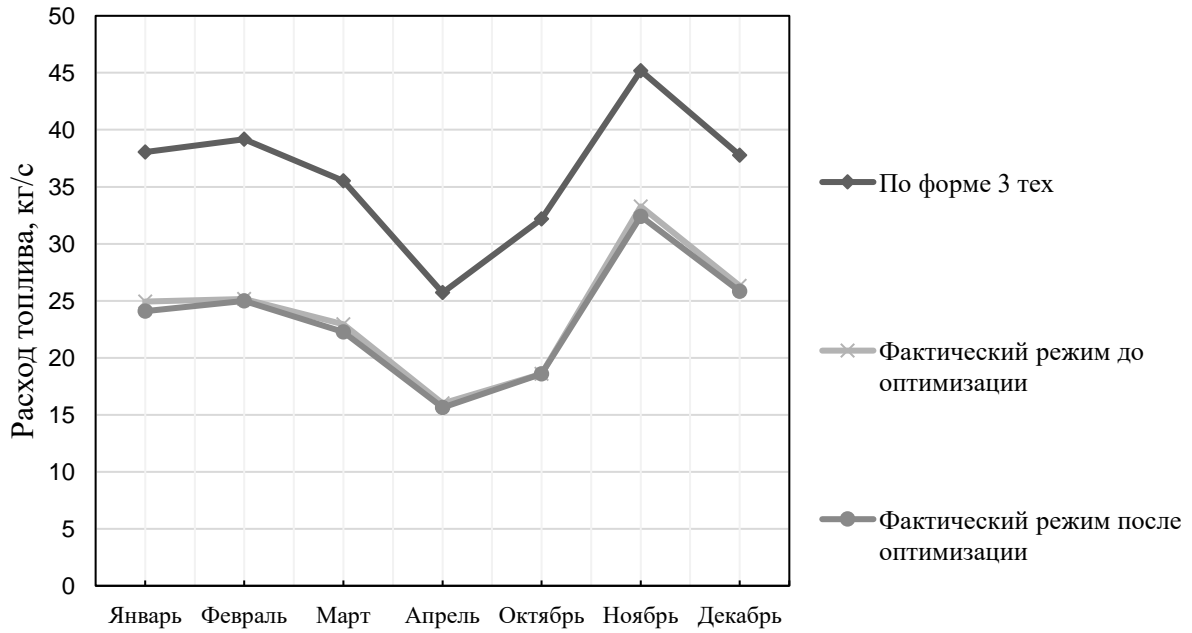


Рис. 4.7. Результаты оптимизации зимних режимов работы Новосибирской ТЭС-2 в 2014г.

4.2.3. Оптимизация летних режимов

Аналогичным образом проведены расчеты для летних режимов работы ТЭС(рис. 4.8, 4.9), которые характеризуются 3672 часов работы в году при среднелетней температуре 13,8°С в 2013 и 2014 году.

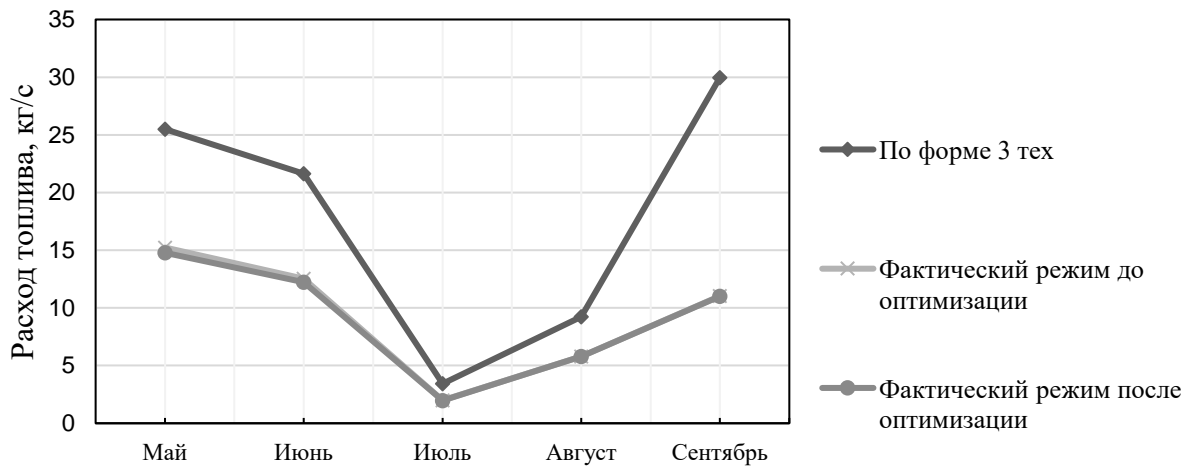


Рис. 4.8. Результаты оптимизации летних режимов работы Новосибирской ТЭС-2 в 2014г.

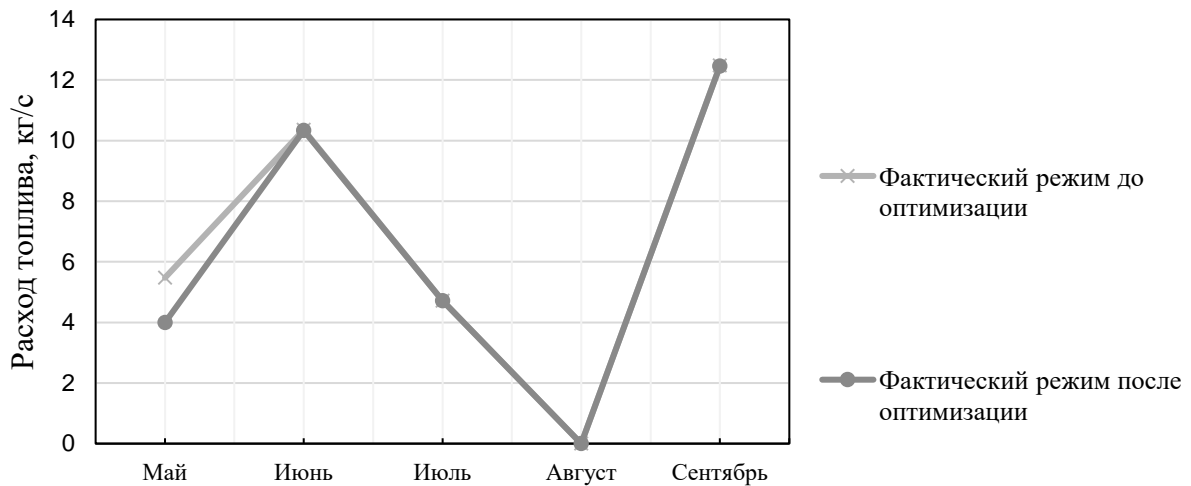


Рис. 4.9. Результаты оптимизации летних режимов работы Новосибирской ТЭС-2 в 2014г.

Легко видеть, что в летнее время года на ТЭС можно сэкономить от 0,02 до 1,48 кг/с топлива в зависимости от расчетного месяца и года.

4.3. Оптимизация ТЭС – 535

В настоящем разделе проведена оптимизация режимов действующей Бийской ТЭС мощностью 535 МВт. Оптимизация проведена по аналогии с разделом 4.2, расчетный год – 2011. Принципиальная тепловая схема ТЭС приведена на рис. 4.10. На рис. 4.11 – 4.13 приведены принципиальные тепловые схемы турбоагрегатов.

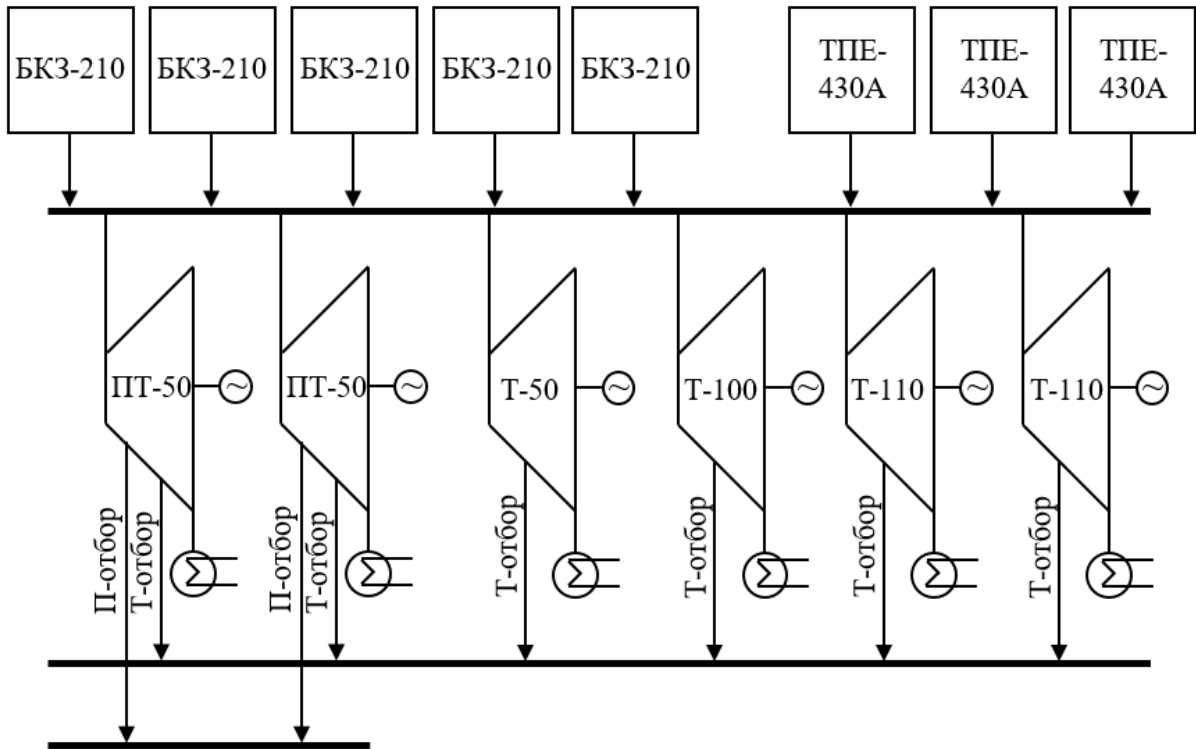


Рис. 4.10. Принципиальная тепловая схема Бийской ТЭЦ

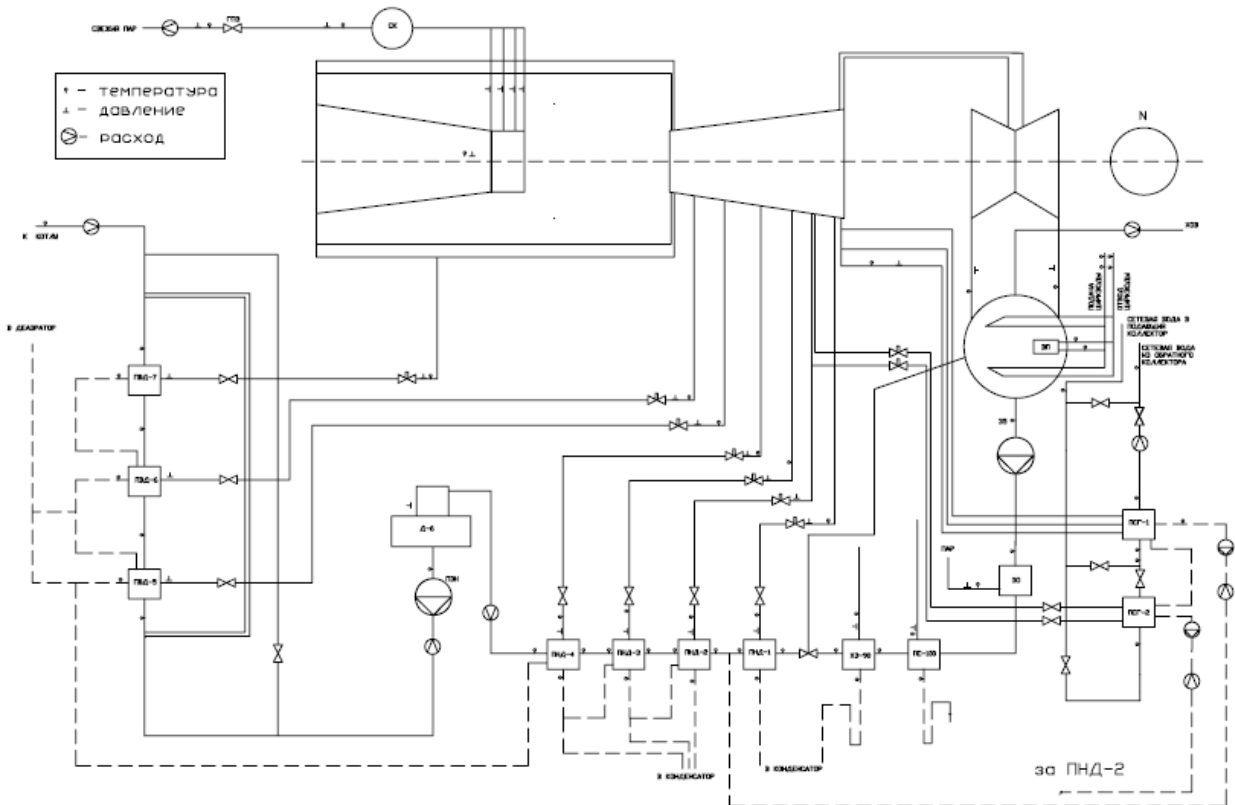


Рис. 4.11. Принципиальная тепловая схема турбины Т-110/120-130

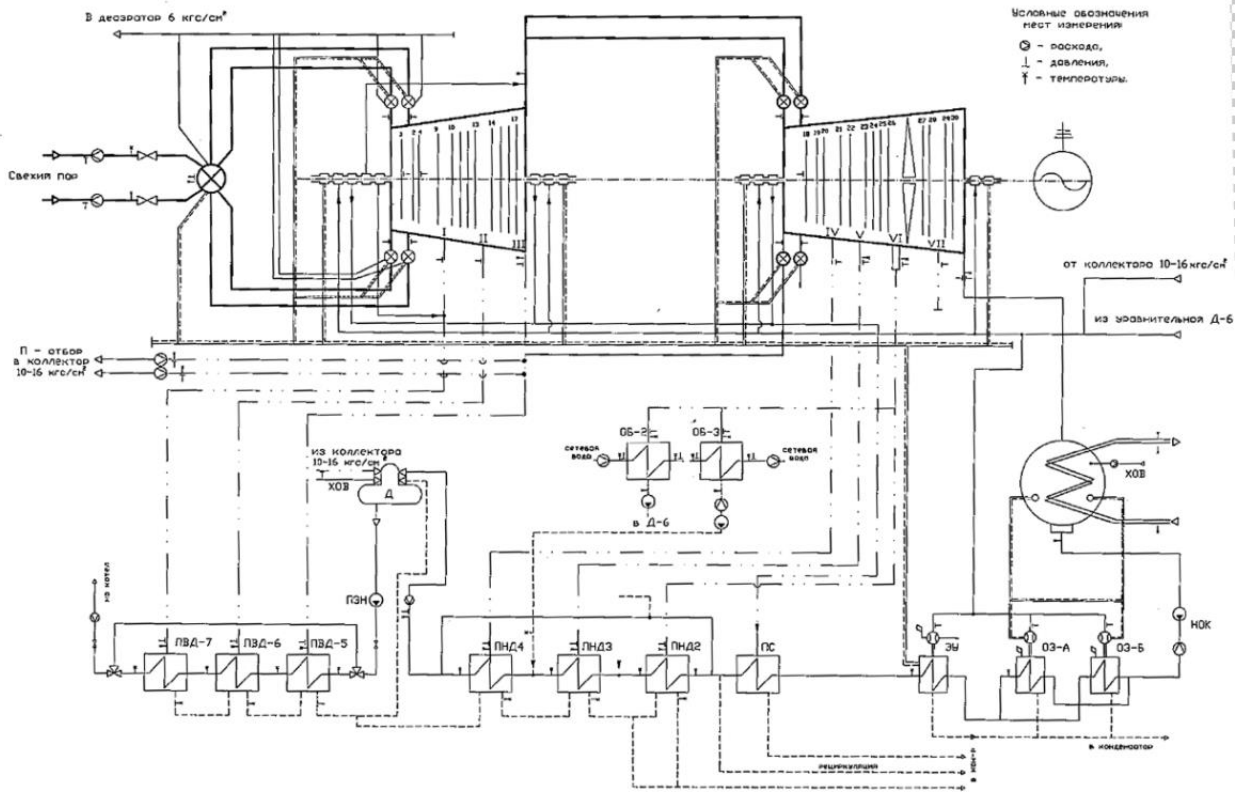


Рисунок 4.12. Принципиальная тепловая схема ПТ-50-130/13

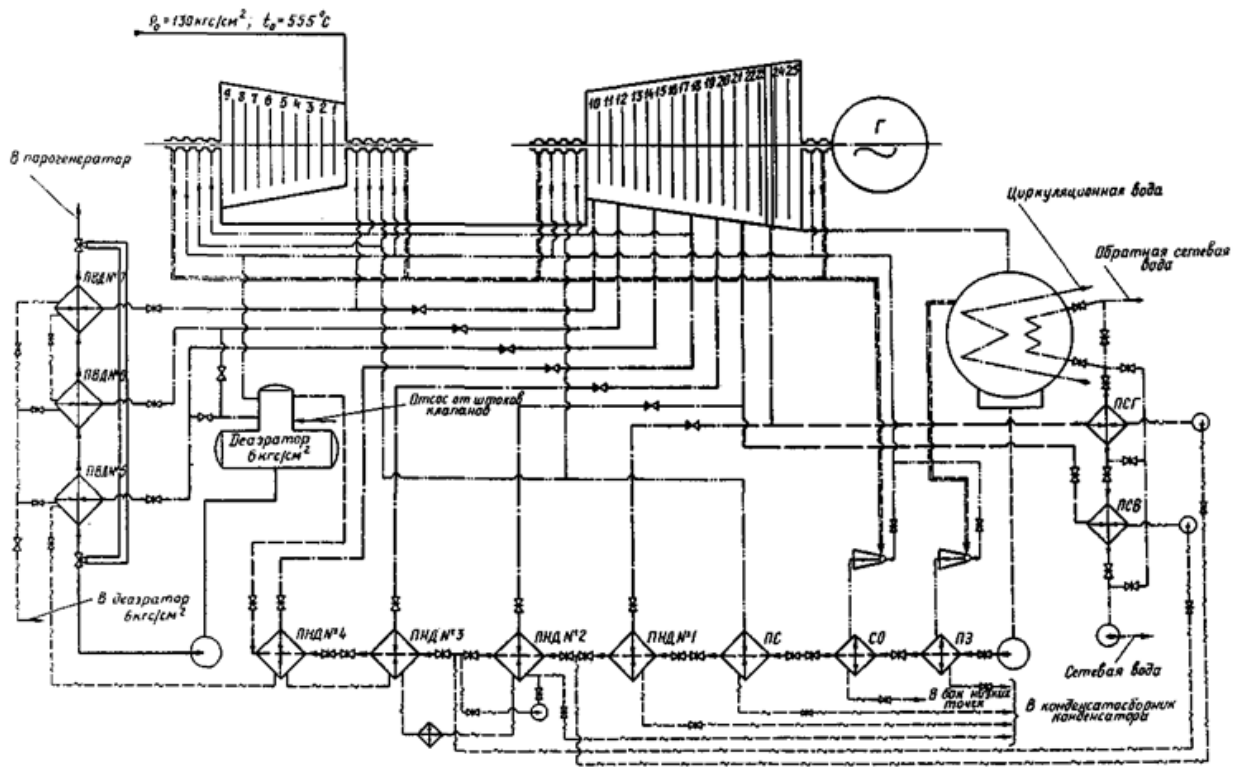


Рисунок 4.13. Принципиальная тепловая схема турбины Т-50-130

4.3.1. Основные характеристики и оборудование Бийской ТЭЦ

Установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 535 МВт, тепловая мощность 1840 Гкал/ч [35].

Сжигаемое топливо – каменный уголь марки СС Кузнецкого месторождения. Принятый в расчетах состав угля: $Q_i^r = 21537$ кДж/кг, $W^r = 9,8\%$, $A^r = 22,0\%$, $V^{daf} = 26,0\%$ [36, 37].

В котельном отделении I очереди ОАО "Бийскэнерго" по проекту было установлено 3 котла типа ТП-170 ст. № 1...3 производительностью $D_{mn}=170$ т/ч и два турбоагрегата типа ПТ-25-90/10 ст. № 1, Т-30/90 № 2.

Паровые стационарные котлы типа ТП-170 (Е-170-100) в настоящий момент не эксплуатируются и в балансе станции не учитываются.

В работе находятся 8 котельных установок типа БКЗ 210-140 (Е-210-140) ст. № 7, БКЗ 210-140 (Е-210-140) ст. № 10...13 и ТПЕ-430А (Е-500–13,8-560) ст. № 14...16.

Основные технические характеристики котлоагрегатов Бийской ТЭЦ представлены в табл.

Таблица 4.3. – Основные технические характеристики котлоагрегатов Бийской ТЭЦ

Наименование показателя, единицы измерения	Тип и стационарный номер котлоагрегата	
	БКЗ-210-140 (Е-210-140)	ТПЕ-430А (Е-500-13,8-560)
	ст. № 7,10 - 13	ст. № 14-16
Параметры котлов		
Ном. паропроизводительность, т/ч	210	500
Давление перегретого пара, кгс/см ²	140	140
Температура перегретого пара, °С	540	540
Температура питательной воды, °С	230	230
Мельницы	ШБМ 287/410 (Ш-12)	ШБМ 370/850 (Ш-50А)
Мельничные вентиляторы	ВМ 50/1000	ВМ-20А-4
Дымососы	Д-20×2	ДН-26×2-0,62
Дутьевые вентиляторы	ВДН-18	ВДН-26-ПУ
Площадь поверхностей нагрева		
16.1 Пароперегреватель, м ²	1937	3264,3
16.2 Экономайзер, м ²	2440	5281,5
16.3 Воздухоподогреватель, м ²	13952	г.ч. РВП/х.ч. РВП 49952/12444

Турбина типа ПТ-50-130/13 ОАО «ЛМЗ» конденсационная с регулируемыми производственным и теплофикационным отборами, номинальной мощностью 60 МВт, с частотой вращения 50 с-1 предназначена для непосредственного привода генератора 3-х фазного тока типа ТФ-60-2, отпуска пара и тепла для нужд производства и отопления.

Турбина представляет собой одновальный, двухцилиндровый агрегат, состоящий из ЦВД и ЦНД. ЦВД – однопоточный, состоит из одновенечной регулирующей ступени и 9-ти ступеней давления.

ЦВД имеет сопловое парораспределение. Свежий пар подводится к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен стопорный клапан. Далее по паровпускным трубам пар поступает к 4-м регулирующим клапанам, расположенным в паровых коробках, вваренных в паровую часть ЦВД.

Для режимов с максимальным расходом пара предусмотрен 5-ый перегрузочный клапан, встроенный в верхнюю часть ЦВД. Этот клапан осуществляет перепуск пара из камеры регулирующей ступени за 3-ю ступень давления. По перепускным трубам пар из ЦВД поступает к паровым коробкам регулирующих клапанов ЦНД.

Проточная часть ЦНД состоит из двух частей – ЧСД и ЧНД.

ЧСД имеет регулирующую ступень и 8 ступеней давления, ЧНД – одновенечную регулирующую ступень и три ступени давления.

Регулирование давления промышленного отбора осуществляется 4 регулирующими клапанами, расположенными в передней части ЦНД.

Регулирование давления теплофикационного отбора осуществляется диафрагмой с поворотными кольцами, которые регулируют пропуск пара в часть низкого давления. После ЦНД, отработанный пар поступает в конденсатор поверхностного типа 50КЦС-4.

Теплофикационная паровая турбина с двумя отопительными отборами пара Т-50-130 изготовлена ОАО «Турбомоторный завод» и предназначена для

непосредственного привода электрического генератора переменного тока типа ТВ-60-2 и отпуска тепла для нужд отопления и горячего водоснабжения.

ЦВД – однопоточный, имеет двухвенечную регулируемую ступень и восемь ступеней давления. Паровпуск ЦВД находится со стороны среднего подшипника. Соответственно этому лопаточный аппарат ЦВД выполнен левого вращения. ЦВД имеет сопловое парораспределение. Свежий пар подводится к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен стопорный клапан. Далее по паровпускным трубам пар поступает к 4-м регулирующим клапанам, расположенным в паровых коробках, вваренных в паровую часть ЦВД.

ЦНД также однопоточный, имеет 14 ступеней давления. Проточная часть ЦНД состоит из двух частей – ЧСД и ЧНД. В ЦНД установлены две регулирующие диафрагмы с поворотными кольцами, которые регулируют пропуск пара в часть низкого давления. После ЦНД отработанный пар поступает в конденсаторы поверхностного типа К2-3000-2.

Расход пара в конденсатор на всех режимах не должен превышать 140 т/ч. Минимальный расчетный пропуск пара в ЧНД при закрытой поворотной диафрагме составляет 9,5 т/ч ($P_{тн}=1,0$ кгс/см²).

Теплофикационная паровая турбина с двумя отопительными отборами пара типа Т-100/120-130 изготовлена ОАО «Турбомоторный завод» и предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока типа ТВФ-120-2 и отпуска тепла для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Турбина представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат. ЦВД – однопоточный, имеет двухвенечную регулируемую ступень и восемь ступеней давления. Паровпуск ЦВД находится со стороны среднего подшипника. Соответственно этому лопаточный аппарат ЦВД выполнен левого вращения. ЦСД также однопоточный, имеет 14 ступеней давления. ЦНД – двухпоточный, имеет по две ступени в каждом потоке левого и правого вращения: одну регулируемую и одну ступень давления. В ЦНД установлены две регулирующие диафрагмы с поворотными кольцами, которые регулируют пропуск пара в часть низкого

давления. После ЦНД отработанный пар поступает в конденсаторы поверхностного типа КГ2-6200-III.

Расход пара в конденсатор на всех режимах не должен превышать 300 т/час.

Минимальный расчетный пропуск пара в ЧНД при закрытой поворотной диафрагме составляет 18 т/ч. Фактический пропуск через закрытую диафрагму определен при проведении испытаний и составляет 35 т/ч ($P_{тн}=1,0$ кгс/см²).

Основные характеристики турбин представлены в табл. 4.4.

Таблица 4.4. Характеристики турбин БТЭЦ

Наименование параметра	Тип турбины			
	ПТ-50	Т-50	Т-100	Т-110
Давление свежего пара, кгс/см ²	130	130	130	130
Температура свежего пара, °С	555	555	540	540
Максимальный расход свежего пара на турбину, т/ч	386	265	485	485
Давление пара в камере Т-отбора, кгс/см ²	1,2-2,5	0,6-2,5(ВТО) 0,5-2,0(НТО)	0,6-2,5(ВТО) 0,5-2,0(НТО)	0,6-2,5(ВТО) 0,5-2,0(НТО)
Давление пара в камере П-отбора, кгс/см ²	10-16	-	-	-
Номинальное значение отработавшего пара в конденсаторе турбины, кгс/см ²	0,04	0,05	0,08	0,08
Максимальный расход пара в Т-отбор, т/ч	180	250	460	460
Максимальный расход пара в П-отбор, т/ч	230	-	-	-
Максимальный расход отработавшего пара в конденсатор, т/ч	155	140	325	325

4.3.2. Оптимизация зимних режимов

Зимний режим характеризуется следующими параметрами с показателями. продолжительность отопительного периода 5088 часов в год; температура наружного воздуха – расчетная –37°С; средняя отопительного периода –5,1°С. Выработка электроэнергии в 2011 году составила 2,239 млн. кВт*ч.

Расчеты проведены для при условии обеспечения фактического отпуска электроэнергии и тепла в 2011 году.

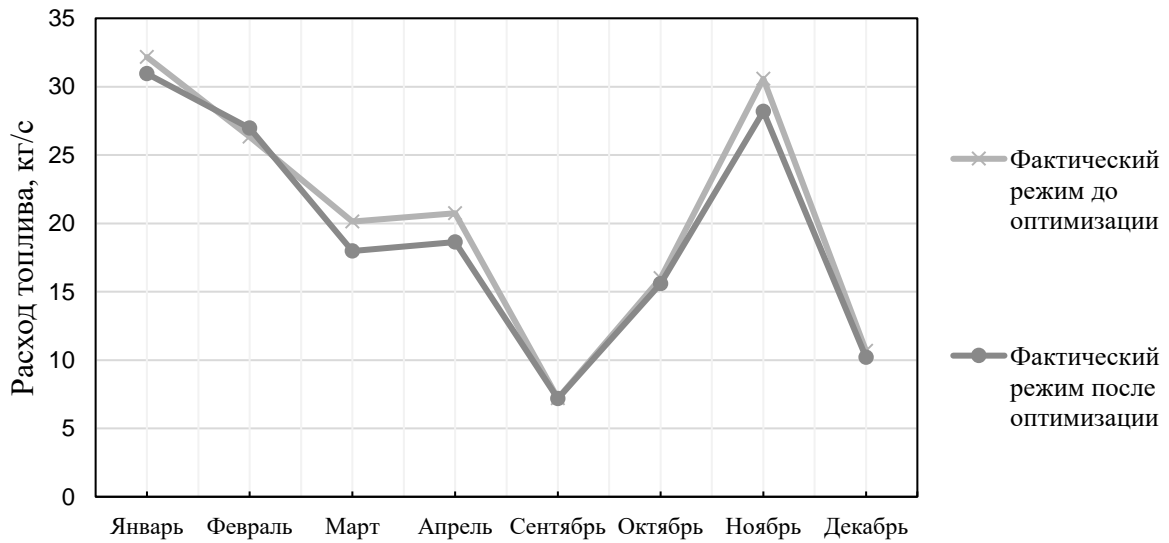


Рис. 4.14. Результаты оптимизации зимних режимов работы Бийской ТЭЦ в 2011г.

Легко видеть, что экономия топлива может достигать 0,4 – 2,4 кг/с в зависимости от расчетного месяца

4.3.3. Оптимизация летних режимов

Аналогичным образом проведены оптимизационные расчеты для летних режимов работы Бийской ТЭЦ, которые характеризуются 3672 часов работы при среднесуточной температур наружного воздуха 18,0°C.

Можно видеть, что экономия топлива может составить 0,02-1,37 кг/с в зависимости от расчетного месяца, рис. 4.15.

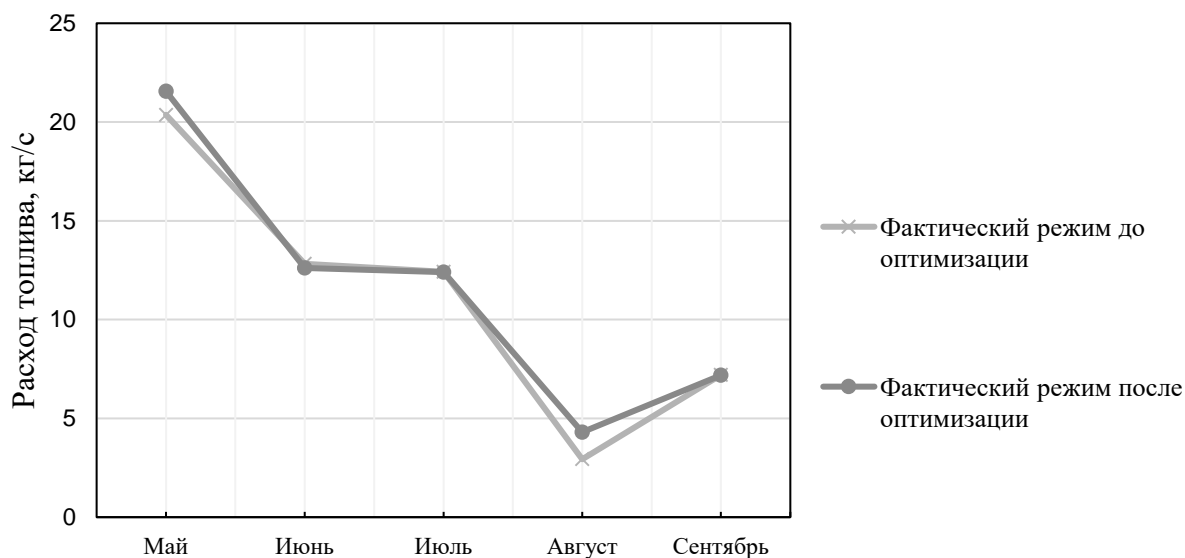


Рис. 4.15. Результаты оптимизации летних режимов работы Бийской ТЭЦ в 2011 г.

4.4. Выводы

Таким образом, проведены оптимизационные расчеты загрузки оборудования на ТЭЦ различного состава. При этом:

1. Показана работоспособность программно-вычислительного комплекса для ТЭЦ в условиях оснащения последних турбинами разного типа, единичной мощности и параметров.
2. Для действующих ТЭЦ мощностью 340-535 МВт показано, что экономия топлива от оптимизации режимов в зимний период может составлять 0,22-2,4 кг/с, а в летний 0,02-1,48 кг/с, что в сумме составляет 1-3% от среднегодового расхода топлива.
3. Показано, что наибольшая экономия топлива достигается в зимние месяцы, примерно в 1,6 раза больше чем в летние. Этот факт обусловлен большей загрузкой (~75-85% от номинального) оборудования, что пересекается с результатами главы 3.

ГЛАВА 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ

В данном разделе представлены результаты оценки экономического эффекта от внедрения процедуры оптимизации режимов работы ТЭЦ. При этом использованы данные отчетов по форме 3-тех для Новосибирской ТЭЦ-2 за 2013-2014 гг. и Бийской ТЭЦ за 2011г. В расчетах принимается, что котельное и турбинное оборудование используемое в каждом месяце, находилось в работе полный месяц, без пусков и остановов.

Решение задачи оптимизации режимов работы энергоблоков ТЭЦ ведет к экономии топлива

$$\Delta B = B - B_{\text{опт}}, \quad (5.1)$$

где B – расход топлива до проведения процедур оптимизации, кг/с; $B_{\text{опт}}$ – расход топлива после поведения процедуры оптимизации, кг/с.

Экономия топлива на ТЭЦ составит:

$$\Delta B_{\text{тэц}} = \sum_n \Delta B, \quad (5.2)$$

где n – число блоков на ТЭЦ.

Учет конкретного режима обеспечивается накоплением информации по экономии топлива нарастающим итогом в течении года, кг:

$$\Delta B_{\text{год}} = \sum_i \Delta B_i \tau_i, \quad (5.3)$$

где i – фактический режим; τ_i – время (продолжительность) режима.

Таким образом экономия топлива по ТЭЦ в целом за год составит, кг:

$$\Delta B_{\text{тэц}}^{\text{год}} = \sum_n \sum_i \Delta B_i \tau_i, \quad (5.4)$$

В расчетах в качестве режимного показателя принято средневзвешенное значение расходов и параметров в течении календарного месяца с разделением на зимние и летние условия эксплуатации. Зимние месяцы характеризуют

теплофикационные графики нагрузок, а летние – электрические графики нагрузок.

Экономический эффект определяется с учетом стоимости топлива, руб.:

$$\mathcal{E} = C_T \Delta B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}}, \quad (5.5)$$

Здесь C_T – цена топлива, руб/кг.

Фактически для исследуемых ТЭЦ показатель \mathcal{E} является некоторой упущенной выгодой в рассматриваемых годах.

5.1. Техничко-экономические показатели по Новосибирской ТЭЦ-2

С учетом представленной выше методики проведены технико-экономические оценки работы НоТЭЦ-2 в 2013 и 2014 годах, рис. 5.1 и 5.2. Легко видеть, что в зимние месяцы эффект от оптимизации наиболее высок, т.к. в работе находится большее количество оборудования, а значит существует большее количество вариантов распределения нагрузки. К тому же котельное и турбинное оборудование загружено до значений близких к номинальным. В летние периоды эффект от оптимизации значительно меньше, например, в августе 2013 экономия топлива составляет 0 т у.т., т.к. в этот месяц в работе находилась только турбина ПТ-80. Похожая ситуация наблюдалась и в июле-августе 2014.

Совокупная годовая экономия топлива составит 14968 т у.т./год (17740 т н.т./год) в 2013 году и 9423 т у.т./год в 2014 году.

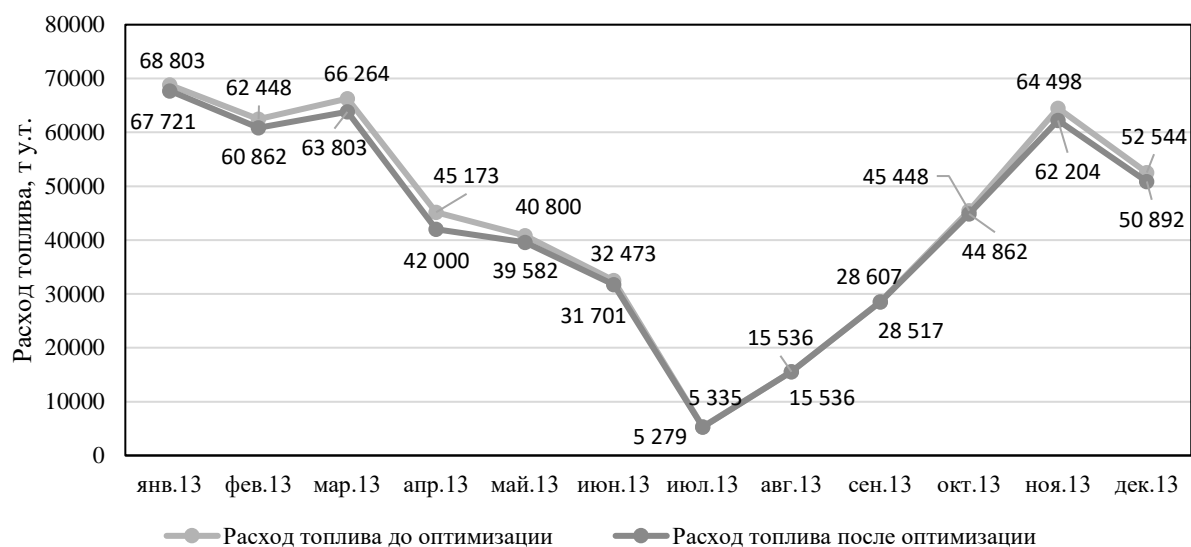


Рис. 5.1. Расход топлива ежемесячно на НТЭС-2 в 2013г.

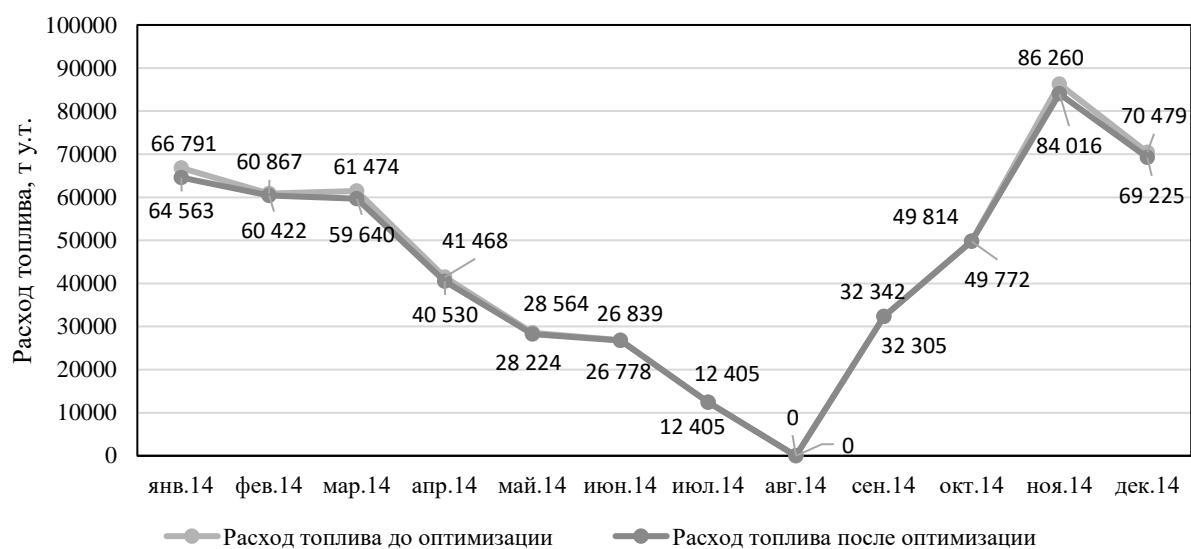


Рис. 5.2. Расход топлива ежемесячно на НТЭС-2 в 2014г.

Упущенная выгода для электростанции в рассматриваемых годах составит 20-50 млн. руб. в 2013 году и 12-30 млн. руб. в 2014 году, в зависимости от цены на топливо, рис. 5.3.

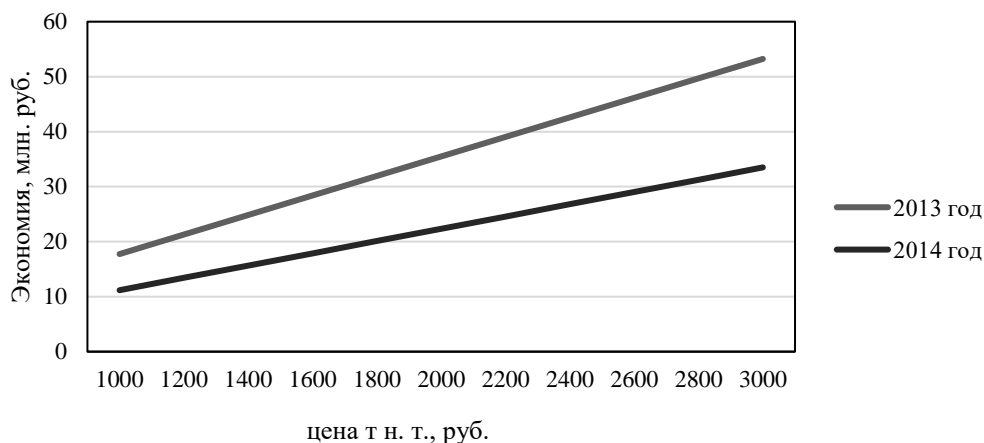


Рисунок 5.3. Годовой экономический эффект от внедрения процедуры оптимизации на НТЭЦ-2 в зависимости от цены топлива.

5.2. Технико-экономические показатели Бийской ТЭЦ

Аналогичным образом проведен анализ работы Бийской ТЭЦ в 2011 году. Для нее экономия топлива составит 32513 т у.т./год (44279 т н.т./год), рис. 5.4. Эффект упущенной выгоды выражается суммой в 44-140 млн. руб., рис 5.5.

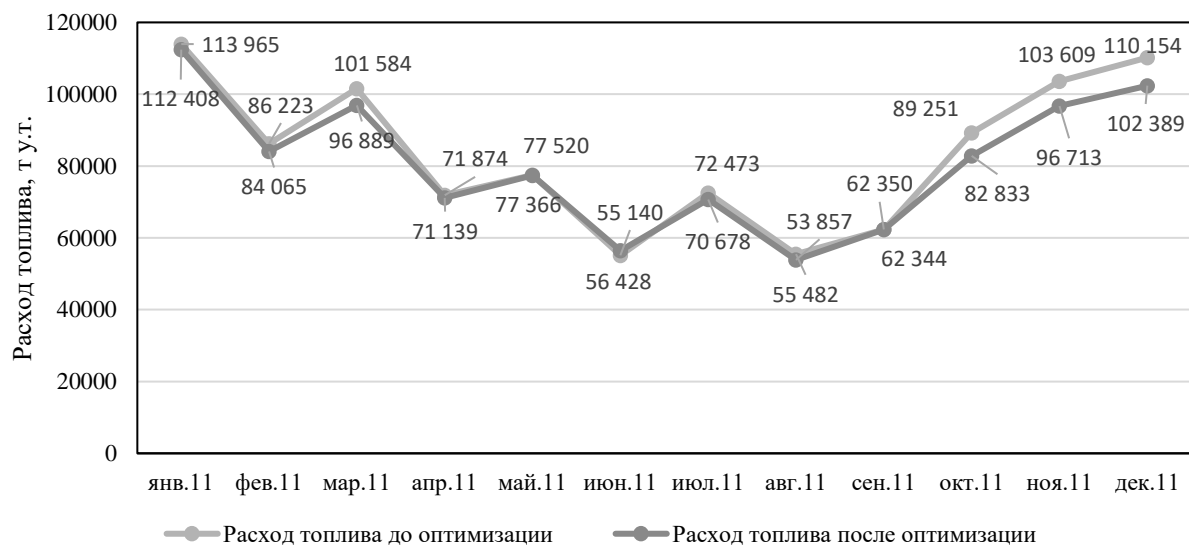


Рис. 5.4. Расход топлива ежемесячно на БТЭЦ в 2011г.

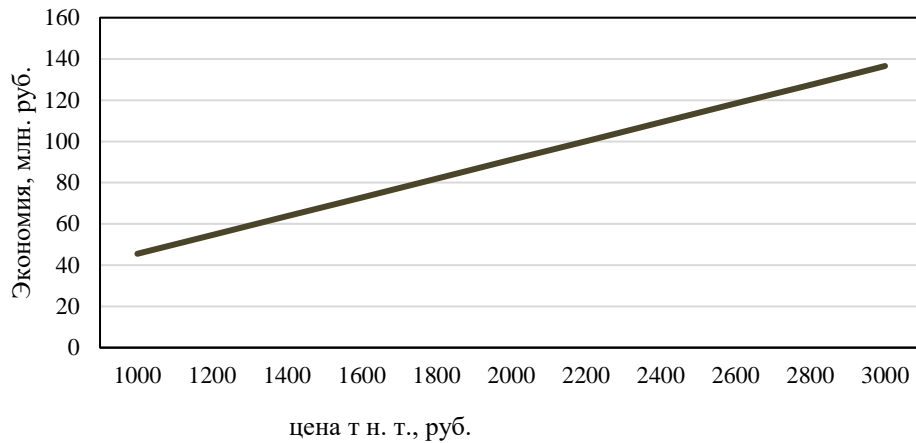


Рис. 5.5. Годовой экономический эффект от внедрения процедуры оптимизации на БТЭЦ в зависимости от цены топлива.

5.3. Выводы

Проведен анализ технико-экономических показателей работы исследуемых Новосибирской ТЭЦ-2 в 2013 и 2014 годах и Бийской ТЭЦ в 2011 году. При этом показано, что в условиях ведения оптимизации режимов в рассматриваемых годах по разработанной методике и с применением представленного в работе программно-вычислительного комплекса эффект экономии топлива составит 9423 – 32513 т у.т./год в зависимости от станции и года эксплуатации, что в финансовом выражении составит 12-140 млн. руб. в диапазоне цен на топливо 1000-3000 руб./т у.т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Обосновано применение эксергетической функции цели при оптимальном распределении нагрузок между энергоблоками ТЭЦ.

2. Впервые разработан дифференциально-эксергетический метод распределения нагрузки между энергоблоками ТЭЦ, когда энергоблоки представлены в виде сложных систем элементов со связями, при этом по связям двигаются потоки эксергии, что в общем случае позволяет решить задачу распределения ресурсов на отпускаемую продукцию разного вида. Дифференциальность метода позволяет определить характеристики энергоблоков в любом расчетном сечении (в частности, при отпуске электроэнергии с клемм генератора, а теплоэксергии – в любом отборе или за турбиной), а функцией цели выступает максимальная эффективность для совокупности работающих на ТЭЦ энергоблоков.

3. Впервые разработан принципиальный алгоритм эксергетической оптимизации режимов работы ТЭЦ. Показано, что эксергетическая функция цели термодинамически строго оценивает эффективность при оптимизации режимов ТЭЦ и учитывает технологические взаимосвязи между функционирующими частями (энергетическими системами и агрегатами) энергоблока, а также внешние системные связи.

4. Расчетный комплекс включает процедуру расчета тепловой схемы энергоблока, включенную в процедуры оптимизации, что позволяет повысить точность распределения нагрузок по сравнению с применением характеристик относительных приростов.

5. Показано, что повышение эффективности при оптимизации нагрузок агрегатов ТЭЦ может составлять 1,5-3% по сравнению с пропорциональной нагрузкой оборудования. При этом меньшие значения соответствуют меньшим тепловым и электрическим нагрузкам ТЭЦ. Экономия топлива при этом может составлять 0,02-0,07 кг/с.

6. Наибольший эффект от оптимизации нагрузок агрегатов ТЭЦ может быть обеспечен при нагрузках ТЭЦ в диапазоне 0,6-0,8 от максимальных значений.

7. Оценка устойчивости оптимальных решений показывает, что при снижении начальных параметров на некоторых энергоблоках на ~2%, сопровождающихся снижением эффективности на блоке на ~0,3-0,4% абсолютных, оптимизация режимов позволяет обеспечить суммарный КПД ТЭЦ на 1,5-5% выше, чем на тех же энергоблоках, работающих на номинальных параметрах, но без оптимизации при пропорциональном разделении нагрузок. Меньшие значения соответствуют максимальным теплофикационным нагрузкам ТЭЦ. При этом экономия топлива может составить 0,14-0,47 кг/с.

8. Показана работоспособность программно-вычислительного комплекса для ТЭЦ в условиях оснащения последних турбинами разного типа, единичной мощности и параметров.

9. Для действующих ТЭЦ мощностью 340-535 МВт показано, что экономия топлива от оптимизации режимов в зимний период может составлять 0,22-2,4 кг/с, а в летний 0,02-1,48 кг/с, что в сумме составляет 1-3% от среднегодового расхода топлива.

10. Показано, что наибольшая экономия топлива достигается в зимние месяцы, примерно в 1,6 раза больше чем в летние. Этот факт обусловлен большей загрузкой (~75-85% от номинального) оборудования.

11. Проведен анализ технико-экономических показателей работы исследуемых Новосибирской ТЭЦ-2 в 2013 и 2014 годах и Бийской ТЭЦ в 2011 году. При этом показано, что в условиях ведения оптимизации режимов в рассматриваемых годах по разработанной методике и с применением представленного в работе программно-вычислительного комплекса эффект экономии топлива составит 9423 – 32513 т у.т./год в зависимости от станции и

года эксплуатации, что в финансовом выражении составит 12-140 млн. руб. в диапазоне цен на топливо 1000-3000 руб./т у.т.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. В.А. Макарян [и др.]. Программный комплекс распределения нагрузок ТЭЦ со сложным составом оборудования, схемами отпуска тепла и электроэнергии // Теплоэнергетика, No. 5, May 2013. pp. 71-77.
2. Аракелян Э.К., Минасян С.А., Агабабян Г.Э. Методические основы многокритериальной оптимизации суточных режимов работы энергооборудования ТЭЦ // Теплоэнергетика, No. 10, Oct 2006. pp. 7-10.
3. Струченков В. И. Методы оптимизации в прикладных задачах / В. И. Струченков. – М.: СОЛОН-ПРЕСС, 2009 – 320с.: ил.
4. Аракелян Э.К. Оптимизация и оптимальное управление / Э.К. Аракелян, Г.А. Пикина; под ред. Т.Е. Щедеркиной. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Издательский дом МЭИ, 2008. — 408 с.
5. Басс М.С. Повышение экономичности работы ТЭЦ с поперечными связями на основе оптимизации режимов работы и тепловой схемы: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14, Улан-Удэ, 2004.
6. Басс М.С. Методы оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами / М.С. Басс // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности. Материалы Четвертой Российской научно-технической конференции. – Ульяновск, 24-25 апреля 2003.
7. Горнштейн В. М. Методика расчета наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами / В.М. Горнштейн // Электрические станции. - 1962. - №8. – С. 2-7.
8. Горнштейн В.М. Методика расчета оптимального режима и характеристик тепловой электростанции / Горнштейн В.М., Пономарев А.В // Труды ВНИИЭ. – 1972. - вып. 40. – С. 31-50.
9. Горнштейн В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем. / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев [и др.]; под ред. В.М. Горнштейна — М. Энергия, 1981 — 336с., ил.

10. Литвак В.В. Оптимизация режимов работы турбоустановок тепловых электрических станций с использованием характеристик относительных приростов / В.В. Литвак, А.С. Матвеев, Щевелев С.А // Известия Томского политехнического университета. 2009. Т.314. №4 –
11. Матвеев А.С. Использование характеристик относительных приростов для оптимизации режимов работы турбоустановок различных типов / А.С. Матвеев, Щевелев С.А. // XV Международная научно-практическая конференция «Современные техника и технологии», г. Томс.
12. Аминов Р.З. Векторная оптимизация режимов работы электростанций / Р.З. Аминов. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 304с., ил.
13. Андриященко А.И. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электрических станций: учеб. Пособие для студентов теплоэнергетических специальностей вузов. / А.И. Андриященко, Р.З. Аминов. – М.: Высш. Школа, 1983. – 255с., ил.
14. Андриященко А.И. Теплофикационные установки и их использование: учебное пособие для теплоэнергетических спец. вузов / А.И. Андриященко, Р.З. Аминов, Ю.М. Хлебалин. – М.: Высшая школа, 1989. – 255с., ил.
- 15.6. Методические подходы к оптимальному управлению режимами работы ТЭЦ со сложным составом оборудования / Э.К. Аракелян [и др.]. // Теплоэнергетика. – 2012. №10. – с. 12-18.
16. Клер А.М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ при их проектировании / А.М. Клер [и др.]. // Теплоэнергетика. – 2009. - №12. – с. 31-37.
17. Клер А.М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования / А.М. Клер [и др.]. // Теплоэнергетика. – 2009. - №6. – с. 50-54.
18. Клер А.М. Оптимизация теплофикационных теплоэнергетических установок / А.М. Клер, А.Ю. Маринченко, Ю.М. Потанина. // Теплоэнергетика. – 2009. - №9- с. 55-59.

19. Щинников П.А., Ноздренко Г.В. Комплексный эксергетический анализ энергоблоков ТЭС с новыми технологиями / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. -190 с.
20. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, В.Г. Томилов [и др.]. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 528с.
21. П.А. Щинников, А.И. Дворцовой, А.В. Сафронов, С.В. Зыков Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2014611402 - Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 03 февраля 2014г.
22. Ноздренко Г.В. Использование вычислительного комплекса ОРТЭС для технико-экономических исследований ТЭС / Г.В. Ноздренко, П.А. Щинников // Научный вестник НГТУ. – 2005. – № 1(19). – с.54-62.
23. С.В. Зыков, П.А. Щинников Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2015660362 - Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 01 октября 2015г.
24. С.В. Зыков, П.А. Щинников Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2015660536 - Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 01 октября 2015г.
25. С.В. Зыков, П.А. Щинников Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2015660620 - Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 05 октября 2015г.
26. С.В. Зыков, П.А. Щинников, В.Г. Томилов Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2015617306 - Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 01 октября 2015г.
27. С.В. Зыков, П.А. Щинников, О.К. Григорьева Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2015660619 - Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 05 октября 2015г.
28. Фримен А. ASP.NET MVC 4 с примерами на C# 5.0. 4th ed. Москва: ООО "И.Д. Вильямс", 2013. 688 pp.

29. Revised Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam, Lucerne, Switzerland, August 2007.
30. Модульное тестирование кода <https://msdn.microsoft.com/ru-ru/library/dd264975.aspx>.
31. Репозиторий программного компонента IAPWSL - <https://github.com/Animus123/Water-and-Steam-Properties.git>.
32. "Е4-СибКОТЭС" Энергетические характеристики оборудования Новосибирской ТЭЦ-2, часть 1, ЗАО "Е4-СибКОТЭС", Новосибирск, Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию 2010. – 180с.
33. ЗАО "Е4-СибКОТЭС". Энергетические характеристики оборудования Новосибирской ТЭЦ-2, часть 2, ЗАО "Е4-СибКОТЭС", Новосибирск, Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию 2010. – 139с.
34. Energy Base. Генерирующие компании. ОАО "СИБЭКО. Новосибирская ТЭЦ-2. [Электронный ресурс] // <http://energybase.ru/>: [сайт]. [2017]. URL: http://energybase.ru/power-plant/Novosibirsk_CHP-2
35. <http://energybase.ru/> [Электронный ресурс] // Energy Base. Генерирующие компании. ОАО "БИЙСКЭНЕРГО". Бийская ТЭЦ-1.: [сайт]. [2017]. URL: http://energybase.ru/power-plant/Biyskaya_CHP-1 (дата обращения: 18.01.2017).
36. ЗАО "Е4-СибКОТЭС". Энергетические характеристики оборудования Бийской ТЭЦ, часть 1, ЗАО "Е4-СибКОТЭС", Новосибирск, Нормативно-техническая документация 2007. – 140с.
37. ЗАО "Е4-СибКОТЭС". Энергетические характеристики Бийской ТЭЦ, часть 2, ЗАО "Е4-СибКОТЭС", Новосибирск, Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию 2007. – 259с.
38. Рихтер Джеффри CLR via C#. Программирование на платформе Microsoft.NET Framework 4.0 на языке C#; Питер - Москва, 2012. - 928 с.

- 39.Троелсен Э. Язык программирования С# и платформа.NET 4.5. 6th ed. Москва: ООО "И.Д. Вильямс", 2013. – 1312с.
- 40.Тепляков С. Паттерны проектирования на платформе.NET. 1st ed. СПб: Питер, 2016. – 320с.
- 41.Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок / Л.С. Попырин. — М.: Энергия, 1978. — 416с., ил.
- 42.Цыпулев Д.Ю. Методические положения оптимального управления режимами ТЭЦ со сложным составом оборудования / Д.Ю. Цыпулев, Э.К. Аракелян, В.А. Макарьян. // Теплоэнергетика. – 2008. - №3. – с. 67-73.
- 43.Болонов В.О. Оптимальное управление режимами работы оборудования ТЭЦ с ПГУ / В.О. Болонов, Э.К. Аракелян. // Теплоэнергетика. – 2007. - №11. – с. 69-77.
- 44.Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями / А.М. Клер, Н.П. Деканова, С.К. Скрипкин и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. Предприятие РАН, 1997. – 120с.
- 45.Пиир. А.Э. Определение показателей тепловой и экономической эффективности ТЭЦ без разделения расхода топлива и оборудования по видам продукции / А.Э. Пиир, В.Б. Кунтыш. // Теплоэнергетика. – 2006. - №5. – с.66-69.
- 46.Герман М.Л. Система оптимизации распределения нагрузок котлов и турбин Гродненской ТЭЦ-2 / М.Л. Герман [и др.] // Электрические станции. – 2010. - №12. – с.10-15.
- 47.Галашов Н.Н. Оптимальное распределение нагрузок ТЭЦ на основе объектного подхода / Н.Н. Галашов, П.В. Новик, С.Ю. Кузьмин // Электрические станции. – 2009. - №3. - с.43-46.
- 48.Гайибов Т.Ш. Оптимизация состава работающих агрегатов электростанций кусочно-линейной аппроксимацией нелинейных

- зависимостей / Т.Ш. Гайибов // Электрические станции. – 2009. - №5. – с.32-37.
49. Салихов А.А. Рациональная загрузка оборудования ТЭС / А.А Салихов. // Электрические станции. – 2006. - №5. – с.47-50.
50. Порошин В.И. Выбор состава включенного генерирующего оборудования / В.И. Порошин, Ф. Ю. Черных // Электрические станции. – 2009. - №9. – с.11-14.
51. Веников В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филлипова. — М.: Энергоиздат, 1981 г. — 464с., ил.
52. Качан А.Д. Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС / А.Д. Качан. – Мн.: Выш.шк., 1985. – 176с., ил.
53. Щербич В.И. Система оптимизации распределения нагрузок между основным оборудованием Минской ТЭЦ-4 и расчета ее эквивалентной энергетической характеристики / В.И. Щербич Е.А.Щербич // Электрические станции. - 2013. - №6. – С. 21-30.
54. Арутюнян Г.А. Выбор оптимальных режимов станций сложной энергосистемы с учетом выбросом ТЭС / Г.А. Арутюнян, Л.В. Чархифалакян, А.И. Бабаян // Вестник ГИУА серия «Электротехника, энергетика». – 2012. - №1. – С. 108-115.
55. Иванов Н.С. Оптимизация режимов работы оборудования тепловых электростанций / Н.С. Иванов, В.И. Беспалов, Н.С. Лопатин // XV Международная научно-практическая конференция «Современные техника и технологии», г. Томск, — С. 278-280.
56. Озерова И.П. Выбор существующих факторов - основа математической модели многокритериальной оптимизации распределения нагрузок между агрегатами ТЭС / И.П. Озерова, Олесьюко А.А// Национальный исследовательский ТПУ, г. Томск, — С. 203-206.
57. Александров А. А. Термодинамические основы циклов теплоэнергетических установок: учебное пособие для вузов по

- направлению 650800 "Теплоэнергетика" / А. А. Александров. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 158 с.
58. Некрасова М. Г. Методы оптимизации [Электронный ресурс] / Некрасова М. Г. // URL: <http://matica.org.ua/metodi-optimizatsii-nekrasova-m-g/>.
59. Бродянский В.М. Эксергетический метод термодинамического анализа / В.М. Бродянский. - М.: Энергия. 1973. - 296 с.
60. Шаргут Я., Петела Р. Эксергия: Пер. с польск./ Под ред. В.М. Бродянского. – М.: Энергия, 1968. 279с.
61. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. - М.: Минэнерго: РД 34.08.552-95, 1995. - 122с.
62. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций. - М.: РД 34.09.155-93, 1999. – 102с..
63. Ноздренко Г.В. Эффективность применения в энергетике КАТЭКа экологически перспективных энерготехнологических блоков электростанций с новыми технологиями использования угля: Учеб. пособие. / Г.В. Ноздренко.- Новосибирск: НЭТИ, 1992. - 249 с.
64. Оценка реального расхода топлива энергоблоками ТЭЦ на основе оптимизационных расчетов их режимов работы / О.В. Боруш, С.В. Зыков, А.В. Сафронов, В.Г. Томилов, П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко // Доклады академии наук ВШ РФ. – 2013. №2(21), июль-дек. С. 26-33.
65. Щинников П. А. Эксергетическая оптимизация режимов ТЭЦ / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, С. В. Зыков // Энергетика и теплотехника: сборник научных трудов / под ред. акад. РАН В.Е.Накорякова. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. - Вып.18. - С.110-117.
66. Щинников П. А. Оптимизация режимов работы ТЭЦ эксергетическим методом / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, С. В. Зыков // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике,

- промышленности: 6 междунар. науч.-техн. конф., г. Ульяновск, 2013 г.с252-256.
- 67.Зыков С. В. Распределение электрической и тепловой нагрузок на ТЭЦ эксергетическим методом / С. В. Зыков; науч. рук. Г. В. Ноздренко // Наука. Технологии. Инновации: материалы Всерос. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 21–24 нояб. 2013 г. : в 10 ч. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – Ч. 5. – С. 32-36.
- 68.Критерий эффективности при эксергетической оптимизации функционирования энергопреобразования / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, Ф.А. Серант, В. Г. Томилов, А. В. Сафронов, С. В. Зыков // Доклады ТУСУРа. - 2012. - № 1 (25), ч. 1. - С. 204-208.
- 69.Распределение нагрузки на ТЭЦ эксергетическим методом / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, Ф.А. Серант, В. Г. Томилов, А. В. Сафронов, С. В. Зыков // Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов / под ред. акад. РАН В.Е.Накорякова. - Новосибирск. Изд-во НГТУ, 2012. - Вып.17. - С.101-105.
- 70.Зыков С. В. Эксергетический метод распределения нагрузки на ТЭЦ / С. В. Зыков // Наука. Технологии. Инновации: материалы Всерос. науч. конф. молодых ученых, 28–30 ноября 2012 г.: в 6 ч. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2012. – Ч. 2. – С. 154–158.
- 71.Зыков С. В. Описание математической модели распределения тепловых и электрических нагрузок на ТЭЦ / С. В. Зыков, А. А. Ловцов, П. А. Щинников // Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи : материалы 4 Рос. молодеж. науч.. шк.-конф., Томск, 1-3 нояб. 2016 г. : в 2 т. – Томск: ЦРУ, 2016. - Т. 2. - С. 38 - 41. - 100 экз.
- 72.Зыков С. В. Программный комплекс для оптимизации режимов работы ТЭЦ / С. В. Зыков, П. А. Щинников // Энергетика и теплотехника : сб. науч. трудов. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. - Вып. 20. - С.176-182. - 150 экз. - ISBN 978-5-7782-2976-1..
- 73.Зыков С. В. Разработка программного комплекса для оптимизации режимов работы ТЭЦ / С. В. Зыков, П. А. Щинников // Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи

: материалы 4 Рос. молодеж. науч. шк.-конф., Томск, 1-3 нояб. 2016 г. : в 2 т. – Томск: ЦРУ, 2016. - Т. 2. - С. 366 - 370. - 100 экз.

74. Эксергетический анализ показателей режимов работы ТЭЦ = Exergic analysis of CHP operating mode efficiency / Г. В. Ноздренко, О. В. Боруш, П. А. Щинников, С. В. Зыков, Ч. Оршуу // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. - 2015. -. № 1 (26). - С. 66-74.
75. Зыков С. В. Оптимизация распределения нагрузки между энергоблоками ТЭЦ / С. В. Зыков, П. А. Щинников // Проблемы теплоэнергетики : сб. науч. тр. по материалам 12 междунар. науч.-техн. конф., Саратов, 2014 г. - Саратов : Изд-во СГТУ, 2014. - Вып.3. - С.63-67. - 100 экз.
76. Оптимизация режимов работы энергоблоков ТЭЦ / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, О. В. Боруш, С. В. Зыков // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2014. - № 3. - С. 54-60.
77. Показатели режимов работы ТЭЦ при эксергетическом анализе = Indicators of the CHP operating mode in the exergic analysis / О. В. Боруш, Г. В. Ноздренко, С. В. Зыков, Ч. Оршуу, П. А. Щинников // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. - 2014. - № 4 (57). - С. 175-184.
78. Щинников П. А. Оптимизация распределения нагрузки на ТЭЦ. / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, С. В. Зыков // Теплофизика и энергетика : конф. с междунар. участием "8 Всер. семинар ВУЗов по теплофизике и энергетике" (Екатеринбург, 12-14 нояб. 2013 г.). тез. докл. - Екатеринбург: УрФУ, 2013. - С.179.
79. Чучуева И. А. Оптимизация работы ТЭЦ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности / И.А. Чучуева, Н.Е. Инкина // Наука и образование МГТУ им. Н.Э Баумана. – 2015 - №8. – С. 195-237.
80. Чичирова Н.Д. Экономический эффект оптимизации режимов работы электростанции на примере казанской ТЭЦ-3 / Н.Д. Чичирова, Л.А. Низамов // Надежность и безопасность энергетики. – 2016 - №2(33). – С. 34-36.

81. Чичирова Н.Д. Оптимизация режимов работы теплоэлектроцентрали, характеризуемой целевой функцией с нелинейными ограничениями / Н.Д. Чичирова, Л.А. Низамов // Надежность и безопасность энергетики. – 2016 - №1(32). – С. 35-40.
82. Таран А.С. Управление режимами работы ТЭЦ в условиях оптового рынка электроэнергии России / А.С. Таран // Энергетические связи между Россией и Восточной Азией: Стратегии развития в XXI веке. Сборник статей. – 2010 – С. 1-6.
83. Султанов М.М. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ по энергетической эффективности: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / Султанов Махсуд Мансурович. – М., 2010. – 20 с.
84. Султанов М.М. Разработка и апробация метода оптимизации режимов работы энергетического оборудования ТЭЦ / М.М. Султанов, В.С. Кузеванов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2009 - №6(62). - С. 24-27.
85. Суворов Д.М. Решение задач долгосрочной и среднесрочной оптимизации работы ТЭЦ с использованием адекватных математических моделей / Д.М. Суворов, Н.В. Татарина // Научные исследования: от теории к практике. – 2016 - №4-2(10). – С. 53-56.
86. Карманов В.С. Повышение энергетической эффективности генерирующей компании за счет выбора оптимальных режимов функционирования по критерию максимизации прибыли. / В.С. Карманов [и др.] // Надежность и безопасность энергетики. – 2013г. - №1(20). – С. 35-40.
87. Степанова Е.Л. Оптимизация состава основного оборудования ТЭЦ при нормальных режимах работы / Е.Л. Степанова, С.Н. Сушко // Вестник ИрГТУ. – 2014 - №5(88). – С.160-164.
88. Карманов В.С. Управление функционированием генерирующей компании с целью повышения энергоэффективности / В.С. Карманов [и др.] // ЭЛЕКТРО. – 2013 - №4. – С. 2-7.
89. Секретарев Ю.А. Оптимизация режимов работы генерирующей компании на базе ТЭЦ по выработке электроэнергии на основе критерия максимизации прибыли / Ю.А. Секретарев, Т.В. Мятёж, Б.Н. Мошкин // Известия вузов. Электромеханика. – 2016 - №4(546). – С. 82-88.
90. Клер А.М. Оптимизация паротурбинного энергоблока угольной мини-ТЭЦ с учетом переменных графиков тепловых и электрических нагрузок. / А.М. Клер, А.Ю. Маринченко, С.Н. Сушко // Теплофизика и аэромеханика. – 2006 - №2 том 13. – С. 303-314.

91. Иванов Н.С. Программный комплекс для оптимизации режимов работы тепловых электростанций и эффективность его применения / Н.С. Иванов, В.И. Беспалов, Н.С. Лопатин // Известия Томского политехнического университета. – 2008 - №4 Т.313. – С. 40-44.
92. Клер А.М. Оптимальное распределение нагрузок между агрегатами теплоэлектроцентралей при работе на рынке на сутки вперед / А.М. Клер [и др.] // Вестник науки Сибири. – 2015 – Спецвыпуск (15). – С. 63-67.
93. Осипов Д.А. Компьютерное моделирование и оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ / Д.А. Осипов, В.П. Жуков, Д.А. Уланов // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии. XVIII Бенардосовские чтения: материалы международной научно-технической конференции. – 2015 – С. 306-310.
94. Клер А.М. Разработка методов оптимизации схем и параметров локальных электроэнергетических систем / А.М. Клер, П.В. Жарков // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление. – 2015 – 1-3 сентября – С. 1-11.
95. Елсуков П.Ю. Формирование структурной модели при управлении энергосбережением / П.Ю. Елсуков // Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН. - 2014 – С.369-375.
96. Борисов А.А. Программный комплекс для оптимального ведения режима работы теплоэлектроцентрали / А.А. Борисов // Вестник ИГЭУ. – 2008 – Вып. 4 – С. 1-5.
97. Замалеев М.М. Возможности оптимизации эксплуатационных режимов работы ТЭЦ / М.М. Замалеев, А.А. Салихов // Сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ – 2010 – С.71-78.
98. Константинович М.Ю. Оптимизация режима работы оборудования системы технического водоснабжения Омской ТЭЦ-5 как основа надежной работы электростанции / М.Ю. Константинович, К.А. Щebetова, М.А. Панкратова // IV российская молодежная научная школа-конференция «Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи» Секция 2. Эффективная энергетика. – 2016 – С.116-118.
99. Самаренко В.Н. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом экологических факторов: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.14.14 / Самаренко Вячеслав Николаевич. – М., 1994. – 20с.

100. Клер А.М. Особенности оптимизации состава оборудования и режимов работы локальных систем энергосбережения / А.М. Клер, П.В. Жарков, С.Н. Сушко // Вестник ИрГТУ. – 2015 - №10(105). – С.188-194.
101. Клер А.М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова // Управление развитием крупномасштабных систем MLSD'2008 – 2008 – С.27-30.
102. Андрияшин А.В. Программный комплекс для распределения нагрузки между оборудованием ТЭЦ / А.В. Андрияшин, В.А.Макарчян, А.Н. Черняев // Энергосбережение и водоподготовка – 2010 - №4(66). – С.31-35.
103. Аракелян Э.К. Выбор оптимальных режимов электростанций с ПГУ / Э.К. Аракелян, В.О. Болонов // НРЭ. – 2009 - №1. – С. 5-16.
104. Клер А.М. Оптимизация режимов работы энергосистем, включающих ТЭЦ и ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования / А.М. Клер, З.Р.Корнеева, П.Ю Елсуков // Известия академии наук. Энергетика. – 2011 - №2. – С.92-106.
105. Клер А.М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ для максимизации прибыли в условиях балансирующего рынка электроэнергии / А.М. Клер, А.С. Максимов, А.В. Чалбышев, Е.Л. Степанова // Известия академии наук. Энергетика. – 2014 - №2. – С.71-80.
106. Сафронов А.В. Применение метода согласования балансов для повышения эффективности информационно-измерительной системы при определении технико-экономических показателей ТЭЦ: дис. канд. техн. наук: 05.14.14 / Сафронов Антон Валерьевич. – Новосибирск., 2013. – 154 с.
107. Султонов Ш.М. Оптимизация режимов работы энергосистемы с высокой долей гидроэлектростанций (на примере энергосистемы Таджикистана): дис. канд. техн. наук: 05.14.02 / Султонов Шерхон Муртазокулович. – Новосибирск., 2016. – 163 с.
108. Ильин Р.А. Термодинамический анализ эффективности комбинированных теплоэнергетических технологий (в промышленной теплоэнергетике) : дис. канд. техн. наук: 01.04.14 / Ильин Роман Альбертович. – Астрахань., 2004. – 133 с.
109. Максимов А.С. Программно-вычислительный комплекс оптимизации режимов функционирования крупных промышленно-отопительных ТЭЦ: дис. канд. техн. наук: 05.13.18 / Максимов Алексей Сергеевич. – Иркутск., 2006. – 106 с.

110. Низамов Л.А. Повышение эффективности работ ТЭС в условиях оптового рынка электроэнергии: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14, Казань, 2016. – 16 с.
111. Ефремова К.С. Разработка алгоритма расчетов технико-экономических характеристик турбин / Всероссийская студенческая научно-практическая конференция, Севастополь, 24 марта 2016 г. – Севастополь, Рибэст, 2016. – с. 469-472.
112. Ефремова К.С. Разработка системы обработки данных тепловых испытаний и исследование турбоагрегатов типа К и Т с расчетом технико-экономических показателей. / МНСК-2016. Энергетика, Новосибирск, 16-20 апр. 2016 г. – Новосибирск; РИЦ НГУ, 2016. – с. 11-14
113. Щинников П.А., Сафронов А.В. Повышение точности расчетов технико-экономических показателей энергоблоков путем корректировки основных измеряемых параметров на основе согласования балансов / Теплоэнергетика №12, 2014. - с.56-62.
114. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Сафронов А.В. и др. Автоматизация технологических процессов на ТЭС и управление ими. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 291с.
115. Elaiw A.M. Combined Heat and Power Dynamic Economic Dispatch with Emission Limitations Using Hybrid DE-SQP Method / A.M. Elaiw, X.Xia, A.M. Shehata. // Abstract and Applied Analysis/ - v. 2013. – article ID 120849. – 10p.
116. Salari Mehdi The effect of Ambient Temperature to Power Plant Efficiency / Salari Mehdi, Vosough Amir // 2nd International Conference on Mechanical, Production and Automobile Engineering (ICMPAE'2012) Singapore April 28-29, 2012. – 248-252p.
117. Dincer I. Energy, environment and sustainable development / I. Dincer, M.A. Rosen. - Elsevier, London, 2007 - 454p.
118. Huang H. Research on Load Optimal Distribution Based on Equal Incremental Principle / H. Huang, D. Peng, Y. Zhang, Y. Liang // Journal of Computational Information Systems. - 2013. - №9. – 7477-7484.
119. Elaiw A.M. Combined Heat and Power Dynamic Economic Dispatch with Emission Limitations Using Hybrid DE-SQP Method / A.M. Elaiw, X.Xia,

- A.M. Shehata. // Abstract and Applied Analysis/ - v. 2013. – article ID 120849. – 10p.
120. Sekaj I. Evolutionary algorithm based power plant working point optimization using PLC and Simulink model [Internet resource] / I. Sekaj, M. Linder // URL: http://dsp.vscht.cz/konference_matlab/matlab10/full_text/091_sekaj.pdf.
121. F. Emad Power Systems [Internet resource] / F. Emad // URL: <http://www.ece.umd.edu/class/enee474.F2003/>.
122. Yusuf Sönmez Estimation of fuel cost curve parameters for thermal power plants using the ABC algorithm / Yusuf Sönmez // Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences. – 2013. - №21. – 1827-1841.
123. Murugan R. Artificial Bee Colony optimization for the Combined Heat and Power Economic Dispatch problem / R. Murugan, M. R. Mohan // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. 2012 - №5. – 597-604.
124. Chao-Lung Chiang Improved Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch of Combined Heat and Power System / Chao-Lung Chiang, Shang-Zhi Lin // International Conference on Power and Energy Systems Lecture Notes in Information Technology 2012. – Vol. 13.
125. Soubache I.D. Solution to Combined Heat and Power Economic Dispatch problem by Geography-based optimization / I.D. Soubache, P. Sudhakara Reddy // Journal of Science. – 2013. - Vol. 3 – 85-88.
126. Vo Ngoc Dieu Combined Heat and Power Economic Dispatch by Augmented Lagrange Hopfield Network/ Vo Ngoc Dieu, Weerakorn Ongsakul // 16th Power System Computation Conference, July 14-18, 2008. – 1-7p.