МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВНИИПРОЕКТ ГЛАВТЕХУПРАВЛЕНИЕ

ТИПОВОЙ АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МОЩНЫХ ОТОПИТЕЛЬНЫХ ТЭЦ

Часть I

ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СУЩНОСТЬ РАСЧЕТОВ

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА И ИНФОРМАЦИИ СОЮЗТЕХЭНЕРГО

1983

gost.e-ecolog.ru

УДК [621.18 + 621.165] – 186.7:621.175:681.3.06

Разработано БелЭНИН, ВТИ, ПО "Союзтехэнерго", Ленинградским отделением ТЭП

Авторы канд.техн.наук В.А.АНИЩЕНКО (ч.I–разд.2.I2, ч.II – разд.I0.), Н.Л.АСТАХОВ (ч. I–разд. 4.2, ч.III–разд.3.2–3.4, 5.2–5.4, участие в разработке и обсуждении ч. I–разд. I.I, ч.II–разд.I–6, ч.III – разд. I,3,5,6,8), Л.А.БАУБЕЛЬ (ч.I – разд. 2.3, 2.7, 2.II, 2.I3, 8, ч.II – разд. 5.6, II, I3, I8, 20, 2I, ч.III – разд. 7.I, 7.3, 8.22), канд.техн.наук П.А.БЕРЕЗИНЕЦ (участие в разработке и обсуждении ч.I – разд.I.I, ч.III – разд.4.6,7.2), канд.техн.наук В.С.БУНИН (участие в разработке и обсуждении ч.I – разд. I.I, ч.III – разд. 2, 4.I, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5), С.Г.БУСЛОВИЧ (ч.I – разд. 4.3, ч.II – разд. 4, 5, ч.III – разд. 3.2, 3.5, 3.6, 4.I0, 6.I, 6.2, 8.20), Э.М.ГАЛЕНЧИК (ч.I – разд. 2.4, 2.6, 5.I, 5.3, ч.II – разд. 5.II, I2.2I, ч.III – разд.4.I, 4.8, 4.9, 8.I8, 8.I9), А.Г.ДЕНИСЕНКО (ч.I – разд.4.2, ч.III – разд.3.2–3.4, 5.2–5.4, участие в разработке и обсуждении ч.I – разд.I.I, ч.II – разд. I–5, ч.III – разд.I,3,5,6,8), Т.Н.КАЗАНСКАЯ (ч.II – разд.I0), С.С.КАРАБАНЬ (ч.I – разд. I.5, 5.2, 7, ч.II – разд. 5, II, ч.III – разд. 4.6, 4.7, 8.I6), Н.П.КЕРНОГА (ч.I – разд. 6.3, 6.4, ч.II – разд. 5.II, ч.III – разд. 4.I, 4.5, 4.7, 8.I2, 8.I7), Н.И.КЛЕНЦОВ (участие в разработке и обсуждении ч.I – разд. I.I, 2, ч.II – разд.I.4), В.И.КРАМАРЕНКО (ч.I – разд. I.I, I.5, 2.I, 2.2, 2.I2, 4.I, ч.II – разд. I–4, 6,8, 9, I0, ч.III – разд. I, 3.I, 3.4, 5.I, 5.4, 6, 8.3–8.9), канд.техн.наук В.В.ПАЗУХИН (ч.III – разд. 4.6, 4.7), М.И.ПУХТЕЕВ (ч.III – разд. 7.2), канд.техн.наук И.Г.РОГАЧЕВ (ч.I – разд. 2.5, 2.8–2.I0, 6.I, 6.3, 6.5, приложения I и 2, ч.II – разд. 5, II, I4, I5–I7, I9, ч.III – разд. 4.2, 4.3, 4.4, 4.7, 8.I3–8.I5), канд.техн.наук В.Н.РУЗАНКОВ (ч.I – разд. 9, ч.III – разд. 3.7, 3.8, 8.I, 8.2, участие в разработке и обсуждении ч.I – разд. I.I, ч.II – разд. I–6, ч.III – разд. I, 3, 4, 6, 8), канд.техн.наук О.К.ШАШКОВ (ч.I – разд. 3.I, 3.2, ч.II – разд. 5.II, ч.III – разд. 2.I, 2.2, 8.2I), канд.техн.наук В.И.ШЕРБИЧ (ч.I – разд. I.I–I.5, 2.3–2.I3, 3.I, 3.2, 5.I, 5.3, 6.I–6.5, 8, I0, II, I2, ч.II – разд. I, 2, 4, I0, I2–2I, ч.III – разд. 2.I, 2.2, 3.I, 3.2, 4.I–4.5, 4.8, 4.I0, 6.I, 7.I–7.3, 8.I0–8.I5, 8.I7–8.I9, 8.2I, 8.22, организация и согласование вопросов разработки).

В.А.АНИЩЕНКО, Л.А.БАУБЕЛЬ, С.Г.БУСЛОВИЧ, Э.М.ГАЛЕНЧИК, Т.Н. КАЗАНСКАЯ, С.С.КАРАБАНЬ, Н.П.КЕРНОГА, В.И.КРАМАРЕНКО, В.В.ПАЗУХИН, М.И.ПУХТЕЕВ, И.Г.РОГАЧЕВ, О.К.ШАШКОВ, В.И. ШЕРБИЧ – БелЭНИН;
П.А.БЕРЕЗИНЕЦ, В.С.БУНИН, В.Н.РУЗАНКОВ – ВТИ;
Н.Л.АСТАХОВ, А.Г. ДЕНИСЕНКО – Союзтехэнерго;
Н.И. КЛЕНЦОВ – ЛОТЭП

Типовой алгоритм расчета ТЭП мощных отопительных ТЭЦ разработан по поручению Главниипроекта и Главтехуправления Минэнерго СССР БелЭНИН, ВТИ, Союзтехэнерго и Ленинградским отделением Теплоэлектропроекта.

Алгоритм разработан для использования при создании АСУ ТП ТЭЦ с турбоагрегатами Т-250-240, Т-180-130, Т-175-130 и Т-100-130.

В части I приведена общая характеристика расчета, показана взаимосвязь отдельных разделов алгоритма между собой и с задачами управления технологическим процессом и производством. Приведены описания разделов алгоритма, рекомендации по установке измерительных устройств и вводу их сигналов в информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

На основании Типового алгоритма должны составляться конкретные алгоритмы и типовые машинные программы для проектируемых АСУ ТП ТЭЦ.

Алгоритм предназначен для проектных организаций и организаций – разработчиков машинных программ.

© СПО Союзтехэнерго, 1983.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Ч а с т ь I

ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СУЩНОСТЬ РАСЧЕТОВ

В в е д е н и е 7

I. *Общая характеристика Типового алгоритма расчета ТЭП* 7

I.I. Назначение и состав Типового алгоритма 7

I.2. Взаимосвязь Типового алгоритма расчета ТЭП с задачами управления технологическим процессом и производственно-хозяйственной деятельностью в АСУ ТЭЦ I0

I.3. Последовательность обработки информации в Типовом алгоритме расчета ТЭП I2

I.4. Классификация технико-экономических показателей I8

I.5. Различие типовых алгоритмов расчета ТЭП мощных отопительных ТЭЦ и конденсационных энергоблоков I9

2. Исходная информация и ее предварительная обработка 22

2.I. Исходная информация, ее коррекция и накопление 22

2.2. Расчет термодинамических функций состояния воды и пара 22

2.3. Косвенный расчет энтальпии пара и воды 22

2.4. Определение структурных характеристик тепловой схемы 24

2.5. Расчет расходов пара и воды в регенеративной системе 25

2.6. Определение нормативных расходов конденсата сетевых подогревателей на осолонивание 25

2.7. Расчет расхода пара в конденсатор 27

2.8. Расчет тепловых и гидравлических параметров фактического состояния конденсатора 27

2.9. Расчет параметров фактического состояния сетевых подогревателей 28

2.I0. Расчет давлений пара в отборах и расходов его на ПСВ № I и 2 при многоступенчатом подогреве сетевой воды 28

2.II. Расчет удельной выработки электроэнергии отборами турбины 29

2.I2. Контроль достоверности входной информации 30

2.I3. Уравнения для расчета изменений внутренней мощности турбоагрегатов, расходов тепла и топлива 3I

3. Расчет показателей для анализа эффективности работы конденсатно-циркуляционной системы ТЭЦ 35

3.I. Техническое состояние градирен 35

3.2. Режим работы циркуляционных насосов 36

4. Расчет отчетных показателей в объеме формы № 3-тех (энерго) 37

4.I. Фактические технико-экономические показатели 37

4.2. Нормативные технико-экономические показатели 38

4.3. Показатели пуска и останова энергоблоков 4I

5. Расчет технико-экономических показателей для анализа экономичности энергоблоков по оперативно-регулируемым параметрам 42

5.I. Организация расчетов 42

5.2. Расчет технико-экономических показателей котельной установки 43

5.3. Расчет технико-экономических показателей турбоагрегата и энергоблока 44

6. Расчет показателей для анализа эффективности работы узлов турбоагрегата... 45
6.1. Подогреватели сетевой воды 45
6.2. Регенеративные подогреватели 46
6.3. Проточная часть турбины 46
6.4. Питательные насосы 48
6.5. Конденсационная установка 48
7. Расчет показателей для анализа эффективности работы котельной установки... 49
7.1. Состояние топки и конвективных поверхностей нагрева 49
7.2. Состояние РВП 50
7.3. Состояние механизмов собственных нужд 50
8. Расчет поправки к расходной характеристике энергоблока на фактическое состояние оборудования 51
9. Восполнение пропусков и корректировка месячных показателей 56
10. Регистрация и отображение результирующей информации для персонала ТЭЦ..... 58
11. Основные рекомендации по организации системы измерений параметров и их вводу в информационно-вычислительный комплекс 61
12. Основные рекомендации по организации системы нормативно-справочной информации 63
Список использованной литературы..... 64
Приложения 66

Часть II

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ И АЛГОРИТМЫ ЕЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОБРАБОТКИ

1. Двухпозиционные органы, участвующие в формировании признаков переключений технологической схемы энергоблока и ТЭЦ (таблица 1)
2. Признаки переключений технологической схемы энергоблока и ТЭЦ (таблица 2)
3. Формулы накопления и усреднения исходной информации (таблица 3)
4. Автоматически измеряемые технологические параметры, алгоритм их накопления и усреднения (таблица 4)
5. Постоянные величины, используемые в расчетах (таблица 5)
6. Исходная информация (сменяемые константы) (таблица 6)
7. Уравнения термодинамического состояния воды и водяного пара (таблица 7)
8. Расчет параметров по выражениям, используемым многократно (таблица 8)
   - 8.1. Абсолютное давление среды
   - 8.2. Энтальпия и температура воды на линии насыщения
   - 8.3. Удельный объем воды
   - 8.4. Удельный объем пара
   - 8.5. Действительный расход, вычисляемый по перепаду
   - 8.6. Действительный расход с поправкой на изменение удельного объема
   - 8.7. Суммарное значение параметра (расход, мощность)
   - 8.8. Среднеарифметическое значение параметра по дублируемым измерениям (расход, температура, мощность)
   - 8.9. Среднеарифметическое значение параметра по потокам (линиям) (давление температура, энтальпия)
   - 8.10. Энтальпия воды и пара
9. Расчет общестанционных и других параметров, необходимых при определении ТЭП энергоблока (таблица 9)
10. Контроль достоверности, коррекция измеряемых параметров и основных вычисляемых показателей (таблица 10)
11. Аппроксимируемые функциональные зависимости, используемые для расчетов (таблица 11)
12. Определение структурных характеристик тепловой схемы (таблица 12)
13. Расчет расхода пара в конденсатор (таблица 13)
14. Расчет расходов пара и воды в регенеративной системе (таблица 14)

I5. Расчет параметров фактического состояния сетевых и регенеративных подогревателей (таблица I5)

I6. Уравнения для расчета давлений пара в отборах и расходов пара на ПСВ-I и ПСВ-2 при многоступенчатом подогреве сетевой воды (таблица I6)

I7. Определение давлений в отборах и расходов пара на ПСВ-I и ПСВ-2 для расчета нормативных показателей (таблица I7)

I8. Косвенный расчет энтальпий пара (таблица I8)

I9. Расчет тепловых и гидравлических параметров фактического состояния конденсатора (таблица I9)

20. Расчет удельной выработки электроэнергии отборов (таблица 20)

2I. Уравнения изменений внутренней мощности турбоагрегата, используемые в расчетах многократно (таблица 2I)

Часть III

АЛГОРИТМЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭКОНОМИЧНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ И ТЭЦ В ЦЕЛОМ

I. Входная информация для расчета показателей в оперативном интервале (таблица 22)

2. Расчет показателей для анализа экономичности конденсатно-циркуляционной системы ТЭЦ

2.I. Расчет накапливаемых показателей для анализа технического состояния градирен (таблица 23)

2.2. Расчет накапливаемых показателей для анализа режимов циркуляционных насосов (таблица 24)

3. Расчет отчетных показателей энергоблоков в объеме формы № 3-тех(энерго)

3.I. Расчет накапливаемых фактических показателей (таблица 25)

3.2. Расчет накапливаемых нормативных показателей энергоблоков (таблица 26)

3.3. Расчет перерасходов топлива из-за отклонения отчетных ТЭП от нормативных (таблица 27)

3.4. Расчет относительных отчетных показателей энергоблоков (таблица 28)

3.5. Расчет расходов топлива и энергии во время пусков и остановов энергоблоков (таблица 29)

3.6. Учет расходов топлива и энергии на пуски и остановы энергоблока в месячных накапливаемых показателях (таблица 30)

3.7. Расчет показателей за период пропуска, зависящих от нагрузки (таблица 3I)

3.8. Расчет показателей за период пропуска, не зависящих от нагрузки (таблица 32)

4. Расчет показателей для анализа эффективности работы энергоблоков

4.I. Расчет накапливаемых показателей для анализа эффективности работы проточной части турбины (таблица 33)

4.2. Расчет накапливаемых показателей для анализа эффективности работы конденсатора (таблица 34)

4.3. Расчет накапливаемых показателей для анализа эффективности работы подогревателей сетевой воды (таблица 35)

4.4. Расчет накапливаемых показателей для анализа эффективности работы регенеративных подогревателей (таблица 36)

4.5. Расчет накапливаемых показателей для анализа эффективности работы питательных насосов (таблица 37)

4.6. Расчет накапливаемых показателей для анализа эффективности работы узлов котлоагрегата (таблица 38)

4.7. Расчет относительных показателей для анализа эффективности работы оборудования энергоблока (таблица 39)

4.8. Расчет накапливаемых показателей для анализа оперативно-регулируемых параметров энергоблока (таблица 40)

4.9. Расчет относительных показателей для анализа оперативно-регулируемых параметров энергоблока (таблица 4I)

4.10. Расчет небаланса по перерасходам топлива энергоблока (таблица 42)

5. Расчет отчетных показателей пиковых водогрейных котлов в объеме формы № 3-тех (энерго)

5.1. Расчет накапливаемых фактических показателей котла (таблица 43)

5.2. Расчет накапливаемых нормативных показателей котла (таблица 44)

5.3. Расчет перерасходов топлива из-за отклонения показателей котла от нормативных значений (таблица 45)

5.4. Расчет относительных показателей котла (таблица 46)

6. Расчет отчетных показателей ТЭЦ в объеме формы № 3-тех(энерго)

6.1. Расчет накапливаемых показателей (таблица 47)

6.2. Расчет относительных показателей (таблица 48)

7. Расчет поправки к расходной характеристике энергоблока на его фактическое состояние (для оптимизации режимов ТЭЦ)

7.1. Турбоагрегат (таблица 49)

7.2. Котельная установка (таблица 50)

7.3. Энергоблок (таблица 51)

8. Макеты форм выдачи информации персоналу ТЭЦ

8.1. Показатели, выводимые в архивной форме энергоблока - форма ХЭ

8.2. Показатели, выводимые в архивной форме ТЭЦ - форма ХС

8.3. Показатели экономичности ТЭЦ по форме № 3-тех(энерго) - форма ТС

8.4. Общие показатели экономичности энергоблока по форме № 3-тех(энерго) - форма ТЭ

8.5. Показатели экономичности турбоагрегата по форме № 3-тех(энерго) - форма ТТ

8.6. Показатели экономичности котлоагрегата по форме № 3-тех(энерго) - форма ТК

8.7. Показатели экономичности теплофикационной установки энергоблока по форме № 3-тех(энерго) форма ТФ

8.8. Показатели экономичности собственных нужд энергоблока по форме № 3-тех(энерго) - форма ТН

8.9. Показатели экономичности водогрейного пикового котла по форме № 3-тех(энерго) - форма ТВ

8.10. Общие показатели для анализа эффективности работы оборудования ТЭЦ - форма АС

8.11. Общие показатели для анализа эффективности работы оборудования энергоблока - форма АЭ

8.12. Показатели эффективности работы проточной части турбины - форма АЭ1

8.13. Показатели эффективности работы подогревателей сетевой воды - форма АЭ2

8.14. Показатели эффективности работы регенеративных подогревателей - форма АЭ3

8.15. Показатели эффективности работы конденсационной установки - форма АЭ4

8.16. Показатели эффективности работы узлов котельной установки - форма АЭ5

8.17. Показатели эффективности работы питательных насосов - форма АЭ6

8.18. Показатели экономичности энергоблока по оперативно-регулируемым параметрам в первичном интервале - форма АЭ7

8.19. Накопленные показатели экономичности энергоблока по оперативно-регулируемым параметрам - форма АЭ8

8.20. Показатели экономичности пуска (останова) энергоблока - форма ПЭ

8.21. Показатели эффективности работы циркуляционной системы - форма АЦ

8.22. Поправка к расходной характеристике энергоблока на фактические условия работы (для оптимизации режима ТЭЦ) - форма РХ

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель начальника
ГлавНИИпроекта
А.И.ГУЦЕНКО
I5 июня I98I г.

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель начальника
Главтехуправления
Д.Я.ШАМАРАКОВ
I5 июня I98I г.

Ч А С Т Ь I
ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СУЩНОСТЬ РАСЧЕТОВ

В В Е Д Е Н И Е

При создании Типового алгоритма использован обобщенный опыт научно-исследовательских институтов и проектно-конструкторских организаций по разработке и внедрению алгоритмов расчета технико-экономических показателей (ТЭП) мощных теплофикационных и конденсационных энергоблоков с применением современных средств информационно-вычислительной техники [I-36] . В основу разделов по определению отчетных ТЭП данного Типового алгоритма положены руководящие материалы, регламентирующие расчет и нормирование показателей экономичности тепловых электростанций [37-4I] . Использованы также решения, принятые в Типовом алгоритме по расчету ТЭП конденсационных энергоблоков мощностью 300,500,800 и I200 МВт [I] .

Типовой алгоритм отражает технологическую сущность обработки информации и предназначен для реализации автоматизированного вычисления оперативной (текущей) и отчетной информации о состоянии оборудования и качества его эксплуатации и выдачи персоналу электростанции результатов расчетов.

Типовой алгоритм содержит детальное изложение технологических функций, возлагаемых на АСУ технологическим процессом (ТП) мощных теплофикационных энергоблоков типа Т и ТЭЦ в целом с указанными энергоблоками, необходимых для составления машинной программы расчета ТЭП.

Типовой алгоритм состоит из трех частей. В части I дано описание алгоритма, организационно-технологическая сущность расчетов. В части II ("Исходная информация и алгоритмы ее предварительной обработки") и части III ("Алгоритмы расчета показателей для анализа экономичности энергоблоков и ТЭЦ в целом") разделы алгоритма даны в табличной форме.

I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТИПОВОГО АЛГОРИТМА РАСЧЕТА ТЭП

I.I.Назначение и состав Типового алгоритма

Типовой алгоритм предусматривает выполнение следующих функций:

- первичная обработка и контроль достоверности измеряемой технологической информации;
- расчет фактических, нормативных отчетных показателей и перерасходов топлива (вследствие их различия), включая ТЭП пуска и останова энергоблоков;
- расчет фактических, нормативных ТЭП и соответствующих перерасходов топлива, характеризующих оперативно-регулируемые параметры энергоблоков;
- расчет фактических, нормативных

ТЭП и соответствующих перерасходов топлива, характеризующих изменение состояния узлов турбоагрегатов, котельных установок и общестанционного оборудования (градирен, пиковых водогрейных котлов);

- расчет параметров оптимального режима циркуляционных насосов турбоагрегатов и перерасходов топлива из-за их неподдержания персоналом;

- расчет фактических отчетных показателей и перерасходов топлива по электростанции в целом;

- выдача текущей информации персоналу на основе выполненных расчетов;

- проведение по результатам расчета ТЭП коррекции на фактическое состояние оборудования расходных характеристик энергоблоков, используемых для оптимального распределения нагрузки.

Реализация алгоритма расчета ТЭП в АСУ [illegible] энергоблоков и ТЭЦ позволяет:

- определять в темпе технологического процесса нормативные (оптимальные) значения параметров, на которые персонал может воздействовать оперативно;

- контролировать деятельность оперативного и ремонтного персонала, оценивать качество эксплуатации, управления режимами работы энергоблоков и общестанционного оборудования, включая качество пусков энергоблоков;

- определять действительное состояние оборудования в процессе его эксплуатации;

- проводить эксплуатационные испытания оборудования;

- автоматизировать обработку измеряемой информации и представление результатов ее обработки в удобной для восприятия персоналом форме.

Типовой алгоритм предназначен для расчета ТЭП отопительных ТЭЦ и мощных теплофикационных энергоблоков с турбоагрегатами типа Т. Алгоритм предусматривает решение основной задачи для энергоблоков с однокорпусными котлами, снабженными калориферами и сжигающими газообразное, жидкое и твердое топливо раздельно или в смеси. Учтена возможность установки на энергоблоках питательных насосов как с электрическим, так и с противодавленческим турбоприводом. Предусмотрено, что теплофикационные установки энергоблоков по отпуску тепла с сетевой водой могут работать в закрытых или открытых системах теплоснабжения.

На рис.1 (см. вкладку) - 3 показаны положенная в основу Типового алгоритма принципиальная схема энергоблока Т-250/300-240 (наиболее сложного из рассмотренных) с ее фрагментами, обладающая основными характерными особенностями мощных энергоблоков типа Т с прямоточными котлами и теплофикационная установка для подогрева сетевой воды в открытой системе теплоснабжения.

В алгоритме предусмотрено, что собственные нужды энергоблока обеспечиваются из блочного коллектора 13 кгс/см^2, связанного перемычкой с общестанционным коллектором, по которой возможны перетоки пара на соседние энергоблоки и наоборот. Предусмотрено, что энергоблок может обеспечивать общестанционные потребности ТЭЦ, связанные с водоподготовкой, подготовкой топлива.

Учтена возможность подачи пара на блочного коллектора на калориферы, концевые уплотнения турбины и эжекторы. При этом предусмотрено, что основные варианты питания калориферов и эжекторов осуществляются паром из деаэратора и из выхлопа ПТН, а концевых уплотнений - паром из деаэратора.

Принято, что на деаэратор 7 кгс/см^2 можно подавать пар из 5-го отбора турбины, из отбора пара на ЦНД № 6 и из коллектора 13 кгс/см^2. Учтено также, что деаэратор 7 кгс/см^2 может работать на скользящем давлении.

При изменении режима работы энергоблока в Типовом алгоритме учитывается возможность варьирования составом работающих конденсатных, бустерных насосов, главных эжекторов, направления слива дренажа из регенеративных, сетевых подогревателей, вариантов питания паром калориферов.

Предусматривается, что турбоагрегаты могут работать в режимах:

- конденсационном;

- теплофикационном с одно- и двухступенчатым подогревом сетевой воды (по электрическому и тепловому графикам);

- с подачей во встроенные пучки конденсаторов циркуляционной, подпиточной (для открытых систем теплоснабжения) и сетевой воды (для турбоагрегатов Т-100-130).

Предусмотрено также, что ЦНД могут отключаться задвижками по основному потоку пара с подачей для охлаждения цилиндров пара из верхнего теплофикационного отбора, охлажденного конденсатом в специальном устройстве.

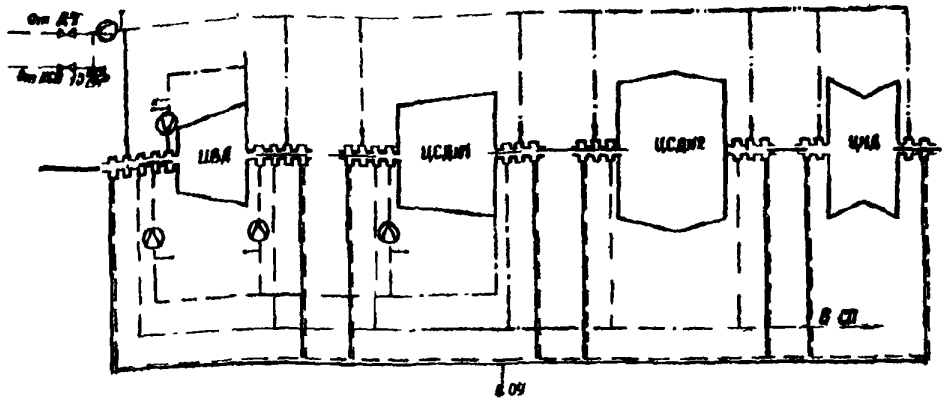


Рис. 2. Схема концевых уплотнений турбины Т-250/300-240 с точками измерений для анализа их технического состояния.
Обозначения см. рис. I

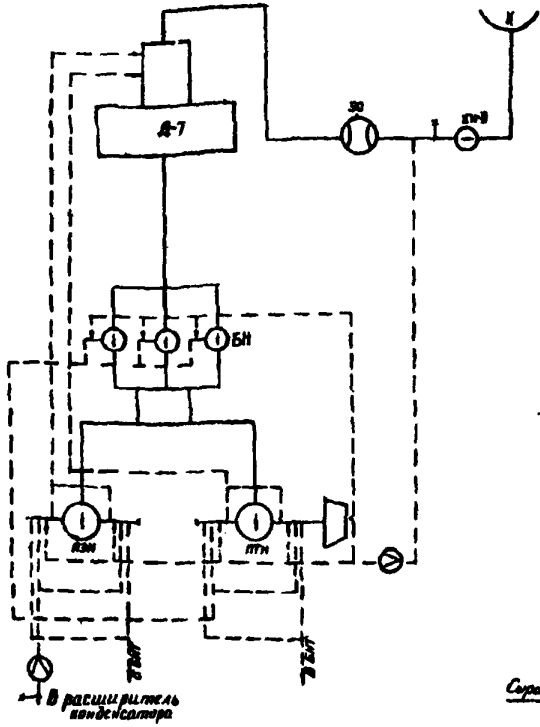


Рис. 3. Схема уплотнений питательных насосов турбины Т-250/300-240 с точками измерений для анализа их технического состояния.

Обозначения см.рис. I

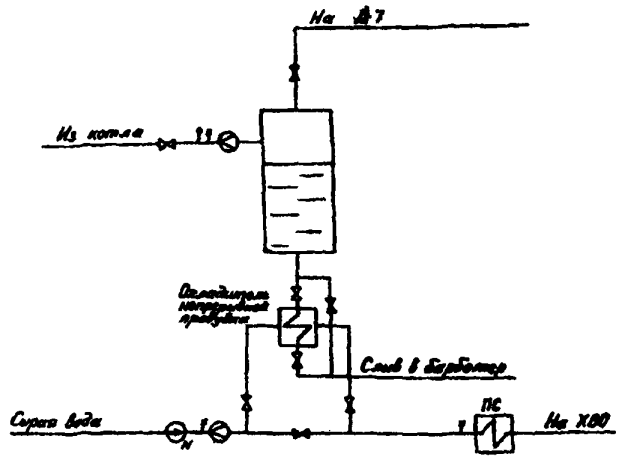


Рис. 4. Схема использования тепла непрерывной продувки барабанных котлов

Обозначения см.рис.I

На рис. 4-6 показаны учтенные в Типовом алгоритме особенности тепловых схем энергоблоков с барабанными котлами, имеющих непрерывную продувку, и энергоблоков, работающих в закрытых теплоснабжающих системах.

По общестанционному оборудованию в Типовом алгоритме предусмотрено наличие:

- на ТЭЦ для подогрева сетевой воды пиковых водогрейных котлов, работающих на газе, мазуте или их смеси;

- газомазутных паровых котлов низкого давления для подачи пара в общестанционный коллектор собственных нужд давлением 13 кгс/см^2;

- замкнутой системы циркуляционного водоснабжения ТЭЦ с градирнями и центробежными насосами, установленными в центральной насосной (рис.7);

- для приготовления подпиточной воды вакуумных или атмосферных деаэраторов с использованием тепла горячей сетевой воды или отборного пара.

Для обеспечения нормального функционирования системы расчета ТЭП в Типовом алгоритме предусмотрены: контроль достоверности входной информации, автоматическое исключение и замена недостоверных данных, автоматическая балансировка ряда важных общестанционных измерений (расходов мазута, газа и сетевой воды), автоматическое изменение схемы расчета ТЭП при переключениях в технологической схеме энергоблоков.

Конкретные алгоритмы, разрабатываемые при привязке Типового алгоритма к конкретным условиям, по содержанию и форме представления материалов должны соответствовать требованиям Типового алгоритма.

Для обеспечения требований Типового алгоритма при его реализации на конкретных объектах в Типовом алгоритме приведены рекомендации по организации системы измерений и ввода информации в ИВК.

Типовой алгоритм предъявляет определенные требования к заводам - изготовителям оборудования. Так, для анализа состояния турбины используются сужающие устройства для определения расходов пара, отсасываемого из концевых уплотнений. Эти устройства должны предусматриваться заводами при поставке оборудования.

I.2. Взаимосвязь Типового алгоритма расчета ТЭП с задачами управления технологическим процессом и производственно-хозяйственной деятельностью в АСУ ТЭЦ

Расчет ТЭП занимает центральное место в комплексе функциональных задач АСУ ТП энергоблоков и ТЭЦ в целом. Результаты расчетов ТЭП позволяют создать информационную базу для автоматизации решения основных задач управления технологическим процессом и производственно-хозяйственной деятельностью ТЭЦ: процесса ведения технической отчетности, оценки деятельности персонала, оперативного воздействия на регулируемые параметры по обеспечению оптимальной экономичности оборудования, планирования сроков чистки теплообменной аппаратуры, планирования объемов и сроков ремонта, оценки качества ремонта оборудования.

Требования полноты и оперативности информации, необходимой для задач управления технологическим процессом, а также целесообразной организации вычислительного процесса в ЭВМ обусловливают необходимость разделения всего объема расчета ТЭП на отдельные задачи (разделы): расчет отчетных ТЭП энергоблоков, пиковых водогрейных котлов, ТЭЦ в целом, расчет ТЭП энергоблока по оперативно-регулируемым параметрам, расчет ТЭП для анализа эффективности работы (состояния) отдельных узлов энергоблоков, градирен и регулирования режимов циркуляционных насосов.

В разделах Типового алгоритма по расчету отчетных ТЭП вычисляются отчетные фактические, нормативные ТЭП и перерасходы топлива в объеме формы №3-тех(энерго) с учетом действующих руководящих материалов.

В разделах расчета ТЭП по оперативно-регулируемым параметрам определяются перерасходы топлива, характеризующие ухудшение тепловой экономичности энергоблоков вследствие отклонения от нормативных значений оперативно-регулируемых параметров, а также определяются нормативные показатели контролируемых параметров, которые могут быть использованы оператором энергоблока как советы по экономичному ведению режима для оперативного воздействия на регулируемые параметры. Перерасходы топлива по оперативно-регулируемым параметрам, выводимые на ЭЛИ оперативно совместно с фактическими и нормативными зна-

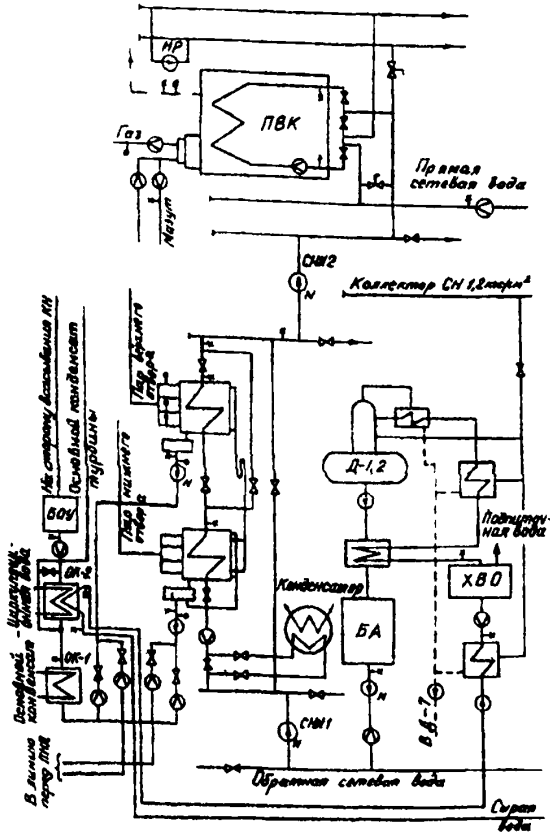


Рис. 5. Принципиальная схема сетевой установки для систем закрытого водоразбора

Обозначения см. рис. I

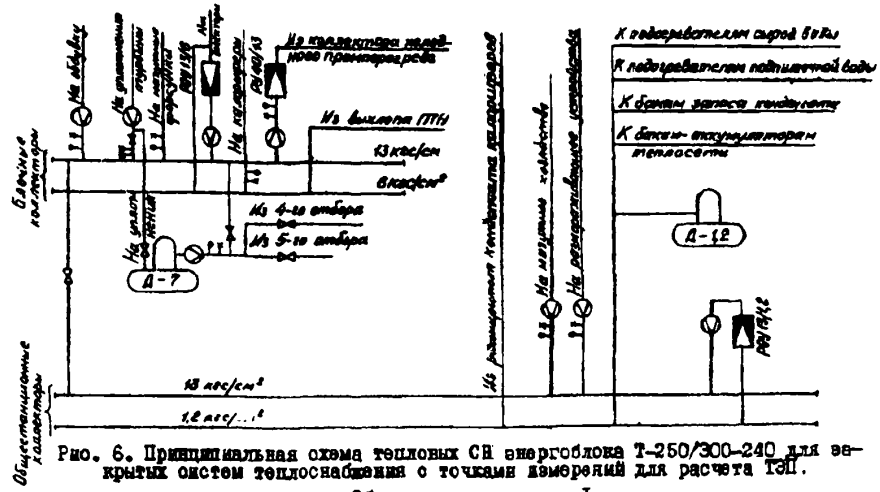


Рис. 6. Принципиальная схема тепловых СН энергоблока Т-250/300-240 для закрытых систем теплоснабжения с точками измерений для расчета ТЭП.

Обозначения см. рис. I

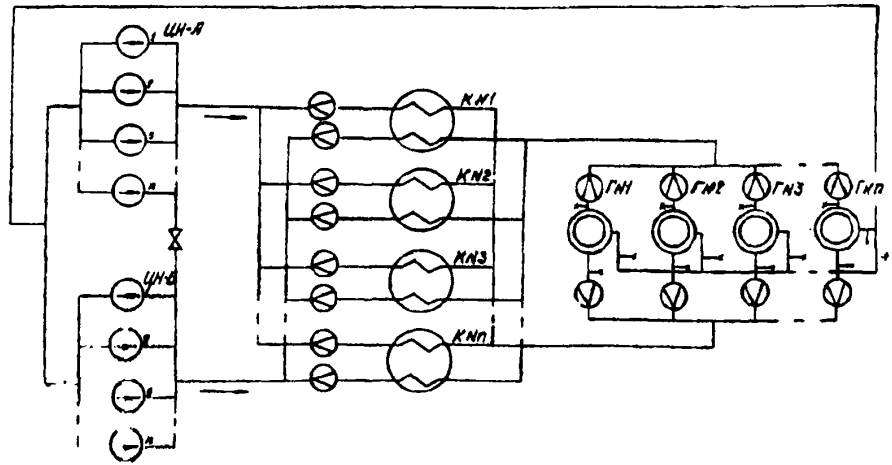


Рис. 7. Типовая схема циркуляционного водоснабжения ТЭЦ с центральной насосной.

Обозначения см. рис. I

чениями показателей, характеризуют степень важности устранения отклонений параметров от их нормативных значений. Перерасходы топлива по указанным параметрам, рассчитанные нарастающим итогом, могут быть использованы для оценки деятельности вахтенного персонала.

К числу оперативно-регулируемых факторов относятся и режим циркуляционных насосов ТЭЦ, характеризуемый составом работающих насосов и расходом охлаждающей воды на конденсаторы турбоагрегатов. Нормативные показатели режима насосов определяются в Типовом алгоритме оптимизационным расчетам. При этом нормативные (оптимальные) значения расходов охлаждающей воды и мощностей циркуляционных насосов используются при определении нормативных отчетных показателей энергоблоков. Данные по нормативному составу (режиму) циркуляционных насосов выдаются на ЭЛИ оперативно для использования персоналом при воздействии на соответствующие регулирующие органы. Перерасходы топлива из-за отличия фактических режимов насосов от оптимальных выводятся из ЭВМ оперативно совместно с информацией по фактическому и оптимальному режимам и накапливаются нарастающим итогом для оценки деятельности вахтенного персонала.

Определение оптимальных режимов циркуляционных насосов производится на основе показателей, отражающих фактическое состояние градирен и поверхностей охлаждения конденсаторов.

В разделах Типового алгоритма по расчету ТЭП для анализа эффективности работы (состояния) узлов энергоблоков рассчитываются фактические, нормативные показатели и перерасходы топлива по следующим узлам: проточная часть ЦВД и ЦСД турбины, регенеративные и сетевые подогреватели, конденсационная установка турбоагрегата, топка, конвективные поверхности и РВП котла, крупные механизмы собственных нужд. Аналогичный состав показателей определяется и по каждой из градирен ТЭЦ.

Для возможности учета фактического состояния энергоблоков при оптимизации режимов энергооборудования производится расчет поправок к расходным характеристикам энергоблоков на основе показателей эффективности работы отдельных узлов турбинной и котельной установок.

Расчетные операции алгоритма определения корректирующих поправок к расходным характеристикам энергоблоков унифицированы с расчетными операциями расчета ТЭП энергоблока. Поправка определяется в виде табличной функции перерасхода топлива на энергоблок от значений независимых параметров: расхода и температуры прямой сетевой воды, электрической нагрузки энергоблока. Поправка определяется для каждого из шести возможных режимов работы турбоагрегата (см.разд.I.I). При оптимизации распределения нагрузки между энергоблоками ТЭЦ она должна суммироваться с расходной характеристикой энергоблока, полученной при его нормативном состоянии. Такой способ предоставления поправки позволяет определять фактическую расходную характеристику энергоблока при получении нормативной расходной характеристики по любой методике.

На рис. 8 показана взаимосвязь задач расчета ТЭП и оптимизации параметров, решаемых в Типовом алгоритме, с задачами управления технологическим процессом и производственно-хозяйственной деятельностью ТЭЦ.

Сопоставление результатов расчета ТЭП до ремонта оборудования и после него, до пусков энергоблоков и после них позволяет судить соответственно о качестве ремонта и пусков энергоблоков, производить оценку деятельности персонала при пусках. Так, изменение разностей фактических и нормативных значений КПД ЦВД и ЦСД, значений отсосов пара из концевых наружных уплотнений турбины, КПД турбопривода питательного насоса после пуска энергоблока в сравнении с их значениями до пуска может свидетельствовать в совокупности с другими методами об имевшем место во время пусков задевании вращающихся элементов проточной части о неподвижные детали.

I.3.Последовательность обработки информации в Типовом алгоритме расчета ТЭП

Для обеспечения персонала и сменных задач АСУ ТП необходимым объемом информации в Типовом алгоритме предусмотрен расчет ТЭП на различных временных интервалах (рис.9). В зависимости от интервалов вычисления ТЭП делятся на оперативные, сменные, суточные и месячные.

Оперативные показатели вычисляются за короткие интервалы времени, допускаемые требованиями обеспечения необходимой точности получаемых результатов, и исполь-

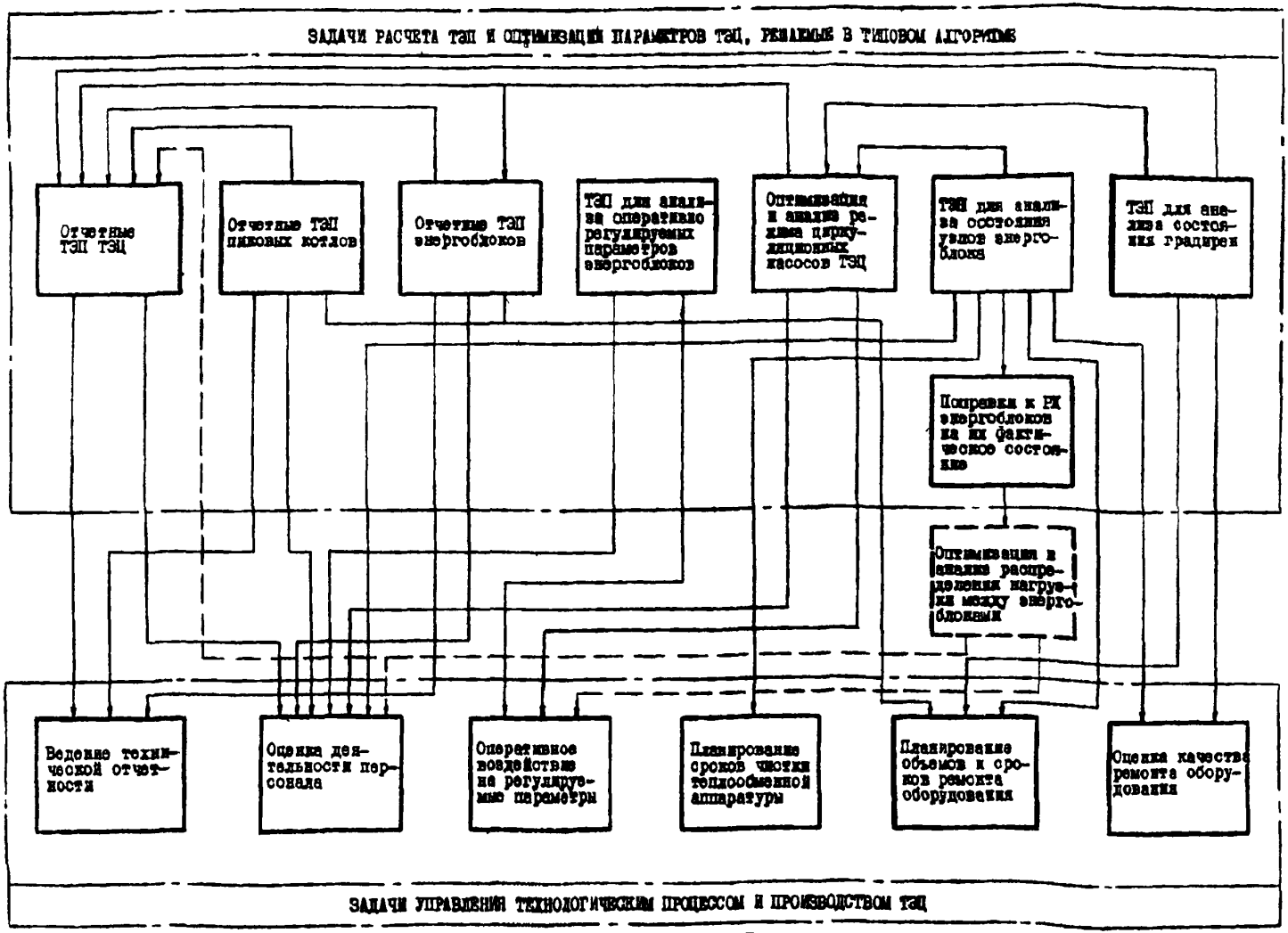


Рис. 8. Взаимосвязь задач расчета ТЭП и оптимизации параметров, решаемых в Типовом алгоритме, с задачами управления технологическим процессом и производственно-хозяйственной деятельностью ТЭЦ

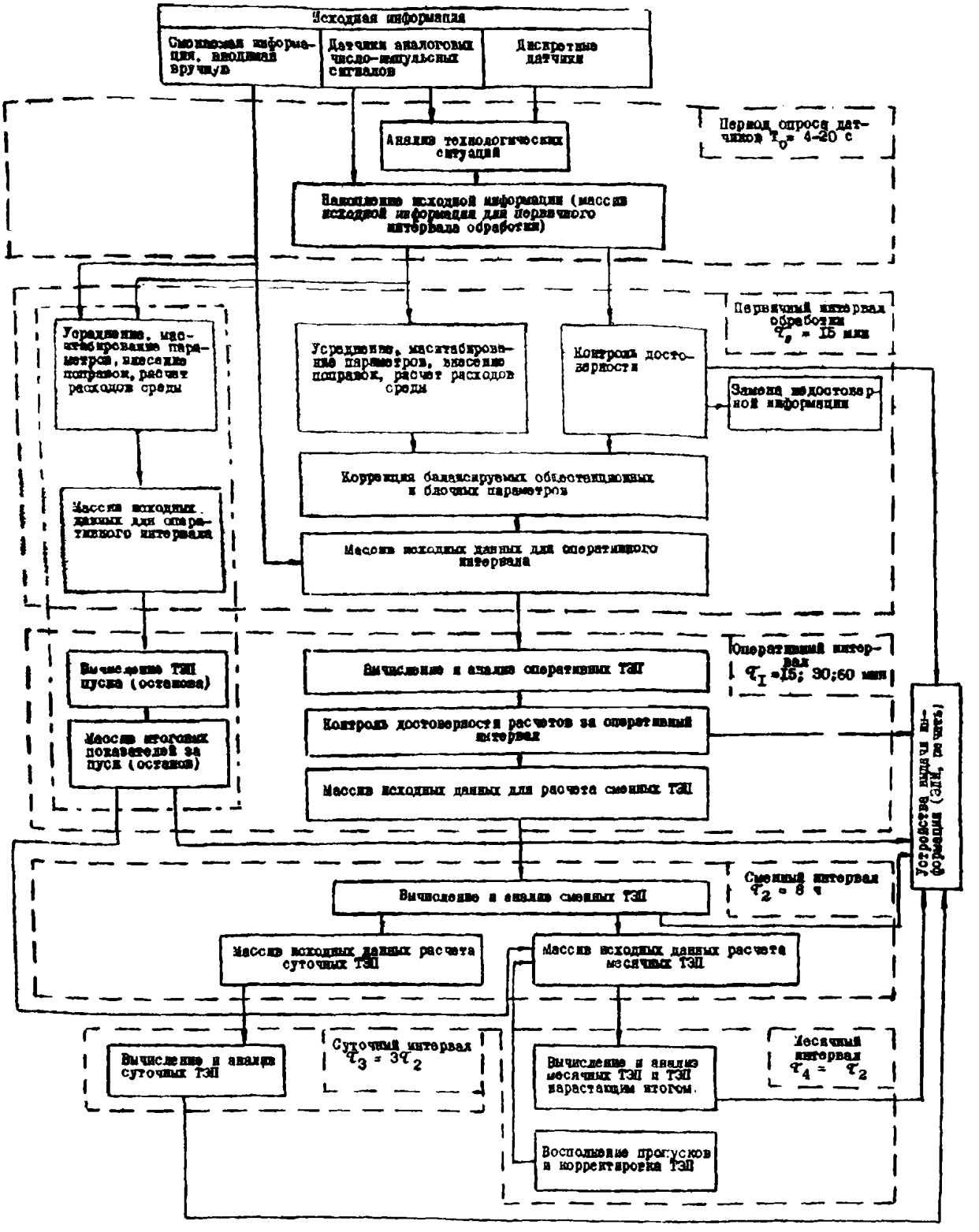


Рис. 9. Основные параметры расчета показателей энергоблоков и ТЭЦ в целом на различных временных интервалах:

– – – – граница временных интервалов; -.-.-.-. – алгоритм расчета во время пуска (останова)

зуются для контроля за экономичностью работы оборудования в ходе оперативного управления технологическим процессом.

Сменные и суточные показатели выводятся на специальные бланки регистрации автоматически или по запросу и предназначены для оценки состояния оборудования и качества работы вахтенного персонала.

Месячные показатели используются непосредственно для составления технического отчета по форме №3-тех(энерго) и анализа топливоиспользования.

Массивы оперативных, сменных, суточных, месячных показателей и показателей,полученных нарастающим итогом с начала месяца, используются также для автоматизированного решения задач по управлению производственно-хозяйственной деятельностью ТЭЦ.

На рис. I0 показана технологическая последовательность обработки информации в Типовом алгоритме. Автоматический опрос датчиков производится с периодичностью T_0 = 4÷I0 с.

Оцифровка входных сигналов и накопление исходных данных для первичного интервала обработки производится на интервале T_0. Кроме того, на интервале T_0 производится определение признаков переключений тепловой схемы (изменение направлений потоков, состава механизмов и др.), с учетом которых производится накопление и усреднение исходной информации.

Типовой алгоритм расчета ТЭП разделен на два основных этапа: предварительная обработка информации и собственно расчет ТЭП (оперативных, сменных, суточных и месячных). Предварительная обработка производится на первичном и оперативном интервалах. На первичном интервале (T_0 = I5 мин) производится накопление и усреднение исходной информации, масштабирование, введение поправок к измеренным параметрам, определение действительных расходов среды, контроль достоверности исходной информации с заменой недостоверных значений,коррекция балансируемых параметров методом статистической фильтрации и формирование массива исходных данных для расчета ТЭП на оперативном интервале (табл. 3,4, пп.8.I, 8.3-8.6, I0.I, I0.4 и I0.5).

На оперативном интервале производится усреднение параметров по потокам и линиям, вычисление термодинамических функций состояния воды и пара, вычисление расходов пара и воды в регенеративной системе, фактического расхода пара в конденсатор, параметров фактического состояния сетевых, регенеративных подогревателей и конденсатора, давления пара на ПСВ № I и ПСВ № 2 при их нормативном состоянии, фактических и нормативных коэффициентов удельных выработок электроэнергии отборов турбины, определение структурных характеристик тепловой схемы, контроль за достоверностью исходных параметров (пп. 8.2, 8.7 - 8.I0,табл. 9 и п.I0.2).

Контроль достоверности исходной информации разделен на два этапа. На первом этапе производится контроль достоверности измеренной информации после ее накопления и усреднения за первичный интервал. При этом наиболее важные параметры проходят контроль с использованием закономерностей технологических взаимосвязей параметров, остальные же - по предельным значениям. На втором этапе контролю достоверности с использованием технологических взаимосвязей подвергаются некоторые важные параметры после их предварительной обработки в оперативном интервале.

Часть ответственных измеряемых параметров (расходы газа и мазута отдельным потребителям, расходы сетевой воды на водогрейные установки, [illegible] с общими измерениями расходами газа, мазута и сетевой воды на ТЭЦ. Эти данные возможность уточнять измерения параметров расчетным способом при использовании уравнений функциональных взаимосвязей параметров и статистических закономерностей погрешностей измерений.

Выполняемая в Типовом алгоритме коррекция балансируемых параметров методом статистической фильтрации позволяет оптимальным способом сбалансировать результаты и повысить точность их измерения.

Статистической коррекции параметров предшествует выявление выхода датчиков балансируемых параметров из нормированного класса точности.

На базе массива данных, формируемого в результате предварительной обработки исходной информации, производится расчет ТЭП для анализа экономичности энергоблоков и ТЭЦ в целом. Вначале определяются ТЭП, характеризующие эффективность работы оборудования конденсатно-циркуляционной системы ТЭЦ - градирен и циркуляционных насосов - (табл. 23, 24). Нормативные (оптимальные)

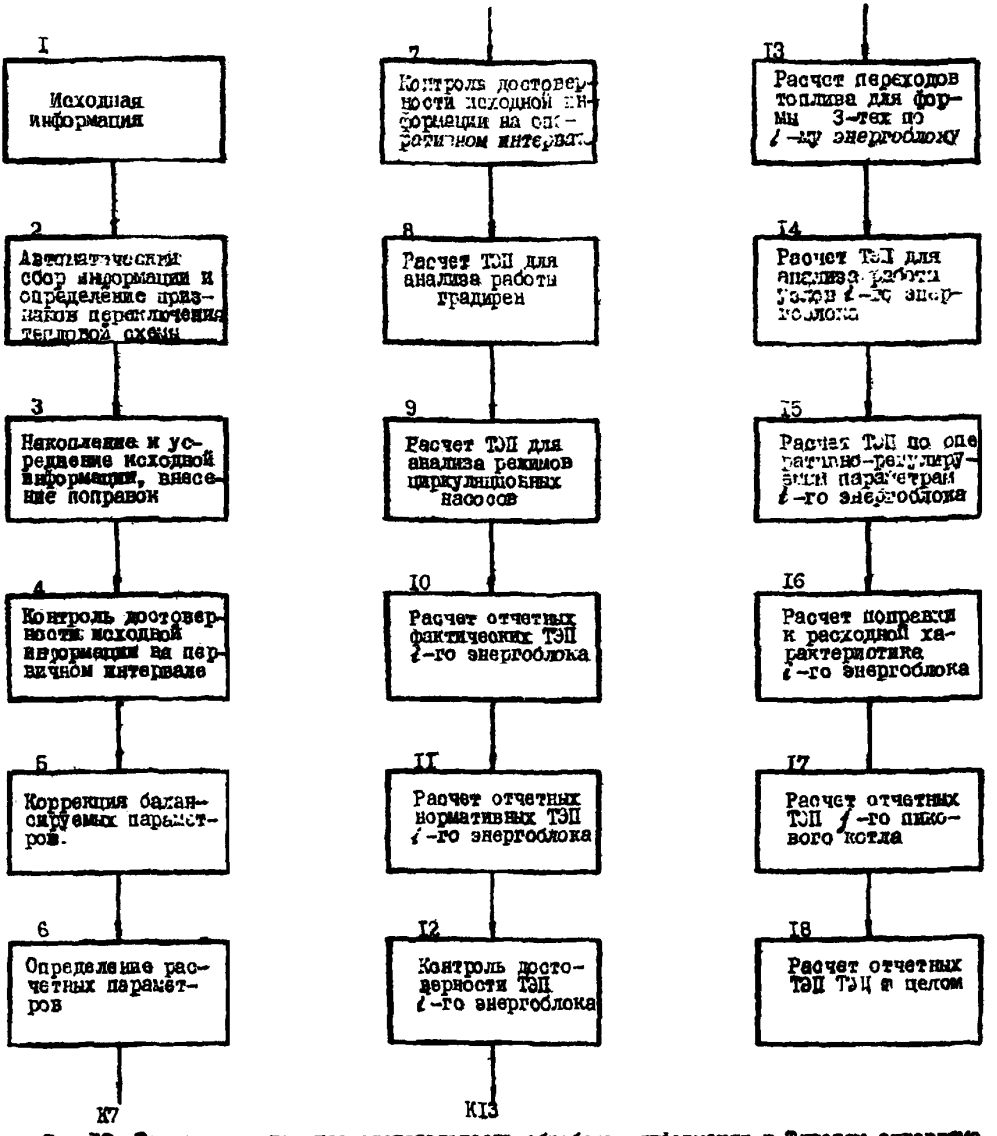


Рис.I0. Технологическая последовательность обработки информации в Типовом алгоритме

значения расхода охлаждающей воды на конденсаторы и мощности насосов, определенные в этом разделе, используются при расчете нормативных отчетных ТЭП энергоблоков.

Далее определяются отчетные ТЭП каждого из энергоблоков при их работе в установившемся режиме или в режиме пуска (останова). Расчет ТЭП по одному или другому режимам производится в зависимости от значения признака режима энергоблока, определяемого автоматически (см. разд. 2.I). После определения отчетных ТЭП (табл. 25-28) производится контроль достоверности наиболее важных из них. Для стационарного режима энергоблоков производится также расчет ТЭП для анализа эффективности работы отдельных узлов энергоблока (табл. 33-39) и для анализа экономичности энергоблоков по оперативно-регулируемым параметрам (табл. 40-4I).

В табл. 42 производится расчет небаланса суммарных перерасходов топлива по энергоблоку, определяемого в табл. 27 по разности фактических и нормативных расходов топлива и по сумме составляющих общего перерасхода топлива, вычисляемых в табл. 33-38 из-за отклонения от нормативов отдель-

ных анализируемых факторов.

Далее производится расчет отчетных ТЭП каждого работающего пикового водогрейного котла в объеме формы № 3-тех(энерго): табл. 43-46. По итогам расчета ТЭП конденсатно-циркуляционной системы ТЭЦ, энергоблоков и пиковых водогрейных котлов производится расчет отчетных ТЭП ТЭЦ *в целом в объеме* формы № 3-тех(энерго), табл. 47, 48.

Расчет ТЭП (табл. 23-48) производится в два этапа. На первом этапе в оперативном интервале обработки информации рассчитываются накапливаемые показатели. Порядок расчета этих показателей приведен в табл.23-27, 29,30,33-38, 40, 42-45, 47. В графе 8 этих таблиц знаком "плюс" отмечены величины, которые накапливаются, т.е. их значения за оперативные интервалы складываются. Ненакапливаемые величины отмечены знаком "минус".

На втором этапе расчета определяются относительные величины. Этот расчет приведен в табл. 28,39,4I,42,46,48 и производится по стандартной формуле

$$П = \frac{A}{B}\lambda ,$$

где A и B – накопленные величины;

λ – масштабный коэффициент.

Наименьшим интервалом, на котором производится расчет относительных величин, является оперативный интервал.

По всем показателям, вычисленным на оперативном интервале, производится формирование массива исходных данных для расчета сменных ТЭП.

На сменном (τ_2 = 8 ч), суточном ($\tau_3 = 3\tau_2 = 24$ ч) и месячном ($\tau_4 = n\tau_1$) интервалах реализуются алгоритмы расчета ТЭП, *аналогичные* оперативному интервалу, и производится регистрация результатов расчета.

Массивы накопления данных для расчета сменных, суточных и месячных ТЭП аналогичны массиву накопления за оперативный интервал. Формирование массива накопления за смену производится путем сложения данных за оперативные интервалы.

В конце оперативного интервала расчета ТЭП анализируется, как указывалось, достоверность основных отчетных показателей (см. разд. 2.II). В случае недостоверности хотя бы одного из них все результаты расчета отчетных ТЭП данного оперативного интервала считаются сомнительными и не направляются в массивы накопления за смену, а на бланке регистрации оперативных ТЭП делается соответствующая отметка.

Массивы накопления данных за I сут и I мес формируются путем суммирования данных за сменные интервалы. Контроль достоверности на данных интервалах не производится.

Программа расчета относительных показателей является единой для всех интервалов.

Кроме того, по всей программе по требованию оператора ИВК может производиться внеочередной расчет показателей нарастающим итогом с начала смены, суток, месяца.

В зависимости от условий работы и режима эксплуатации ТЭЦ персонал может выбрать одно из трех значений оперативного интервала расчета ТЭП (τ_1 = I5, 30 или 60 мин). Расчет ТЭП для анализа экономичности энергоблоков по оперативно-регулируемым параметрам производится с интервалом I5 мин.

Если первичный интервал не совпадает с оперативным, то по результатам предварительной обработки информации в первичном интервале формируется массив исходных данных для оперативного интервала, который кратен двум или четырем первичным интервалам. Формирование этого массива производится на основе массива данных за период τ_0 = I5 мин с использованием алгоритма накопления и усреднения исходной информации, показанного в табл. 3.

В Типовом алгоритме дан вариант расчета ТЭП в единых временных первичных и оперативных интервалах. Данный вариант обеспечивает минимальную методическую погрешность ТЭП. Удлинение оперативного интервала расчета ТЭП сокращает требуемый вычислительный ресурс ЭВМ, но приводит к повышению методической погрешности ТЭП, значение которой зависит от степени нестационарности режимов оборудования [27] . Определение целесообразного оперативного интервала расчета ТЭП должно производиться при внедрении Типового алгоритма на конкретных ТЭЦ с учетом реальных режимов работы оборудования и вычислительного ресурса комплекса технических средств АСУ.

Расчет поправок к расходным характеристикам энергоблоков производится с периодичностью, определяемой требованиями задачи оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ. При этом в качестве исходной информации, характеризующей фактическое сос-

тоянии оборудования, используются результаты расчета ТЭП за последнюю смену.

Алгоритм представлен в таблично-формульном виде: все показатели (параметры, величины, функции) сгруппированы в тематические таблицы и определяются по указанным в них формулам. Каждому показателю присвоен номер, состоящий из двух чисел, записанных через точку. Первое число означает номер таблицы, в которой формируется (определяется) данный показатель, второе число - номер показателя в таблице. Например, показатель 25.II вычисляется в табл. 25 и имеет номер II. В том случае, если расчетные выражения используются многократно, они приводятся в алгоритме только один раз в таблице, где применяются первоначально. При повторном их применении указываются только номера таблицы, в которой выражения приведены полностью. При этом указываются источники получения информации, требуемые для получения показателей. Они могут не совпадать с источником информации при первоначальном использовании выражения. Если источники информации совпадают, то при повторном использовании выражений они не указываются.

Во многих формулах применяются функциональные зависимости, получаемые аппроксимацией данных предварительных тепловых расчетов или испытаний оборудования. Эти зависимости сведены в табл. II. В случае использования аппроксимируемых зависимостей при расчете показателей они обозначаются знаком функции. В графе "Источник информации" табл. II указывается номер этой функции и источники получения ее аргументов.

I.4. Классификация технико-экономических показателей

В Типовом алгоритме используются следующие термины, определения и классификация ТЭП.

В н у т р е н н и е у с л о в и я - совокупность факторов, которые определяются:

- состоянием узлов агрегатов;
- структурой тепловой схемы энергоблоков;
- значением регулируемых параметров, зависящих от обслуживающего персонала.

У з е л - конструктивная часть турбоагрегата, котельной установки, пикового котла, выделение которой целесообразно с точки зрения анализа экономичности (группа ступеней какого-либо из цилиндров турбины, регенеративный подогреватель, воздухоподогреватель, поверхность охлаждения конденсатора и др.).

С т р у к т у р а т е п л о в о й с х е м ы - определенный вариант подключения узлов агрегата друг к другу посредством тепловых потоков.

В н е ш н и е у с л о в и я - совокупность факторов, которые не зависят непосредственно от состояния анализируемого объекта (нагрузка, метеофакторы и др.). Внешние условия - строго определенное понятие для заданного объекта. Однако для разных объектов один и тот же фактор может характеризовать и внешние, и внутренние условия работы. Например, при анализе какого-либо из ПНД внешним фактором является температура нагреваемой воды до подогревателя, хотя для турбоагрегата в целом этот фактор внутренний.

При анализе тепловой экономичности оборудования анализируемые факторы количественно характеризуются ТЭП. Эффективность анализа зависит от того, насколько полно представлены различные ТЭП в АСУ ТП.

Технико-экономические показатели по информационному содержанию разделяются на:

- п е р в и ч н ы е и л и п а р а м е т р ы (измеряемые, расчетные);
- в т о р и ч н ы е, определяемые по значениям первичных показателей (параметров).

По способу получения в системе анализа параметры разделяются на:

- и з м е р я е м ы е п а р а м е т р ы, получаемые с помощью средств измерений (давление пара в отборе, сигналы о положении задвижек - "Открыто" или "Закрыто" и др.);
- р а с ч е т н ы е п а р а м е т р ы, получаемые определенным набором вычислительных или логических процедур (энтальпия пара, признаки переключения тепловой схемы, расход пара в конденсатор и др.).

Расчетные параметры являются промежуточными величинами при определении вторичных ТЭП: обобщенных характеристик состояния узлов, структурных характеристик и показателей изменения экономичности.

О б о б щ е н н ы е ТЭП - комплексные показатели, характеризующие экономичность всего технологического процесса (агрегата) или совокупность его комплексных участков (узлов). Например, удельный расход топлива, удельная теплофикационная выработка.

Характеристики состояния узлов – показатели, на основе которых определяется качество работы анализируемых отдельных узлов. Например, фактический и нормативный КПД цилиндров турбины отражают качество работы группы ступеней проточной части турбоагрегата.

Структурные характеристики – показатели, на основе которых устанавливается степень приближения фактической структуры тепловой схемы к нормативной.

Характеристики состояния узлов по своему функциональному виду являются непрерывными, структурные же характеристики – дискретными числовыми зависимостями.

Технико-экономические показатели по своим значениям разделяются на:

– исходно-нормативные (определяемые по данным паровых тепловых испытаний или паспортным заводским данным);

– нормативные (определяемые в процессе оптимизации по исходно-нормативным показателям с учетом поправок на конкретные внешние условия эксплуатации);

– фактические (определяемые по данным эксплуатационных измерений).

Показатели изменения экономичности – величины, позволяющие судить об изменении расхода первичной энергии при изменении анализируемых факторов.

Показатели изменения экономичности, рассчитываемые по разности исходно-нормативных и нормативных значений ТЭП, характеризуют влияние внешних условий на тепловую экономичность анализируемых объектов.

Показатели изменения экономичности, рассчитываемые по разности нормативных и фактических значений ТЭП, характеризуют влияние внутренних условий на тепловую экономичность анализируемых объектов.

В зависимости от временных интервалов вычисленные ТЭП разделяются на: оперативные, сменные, суточные и месячные.

Используемые для технической отчетности электростанции и вычисляемые согласно требованиям формы № 3-тех(энерго) ТЭП называются отчетными ТЭП.

I.5. Различие типовых алгоритмов расчета ТЭП мощных отопительных ТЭЦ и конденсационных энергоблоков

Данный Типовой алгоритм разработан с использованием опыта и результатов разработки Типового алгоритма расчета ТЭП конденсационных энергоблоков [I] . При этом использованы и повторены следующие решения Типового алгоритма:

– принципы формирования массивов исходной измеряемой информации, вводимой в ИВК автоматически и вручную, включая требования к точности измерений;

– алгоритм накопления и усреднения исходной информации;

– принципы формирования признаков переключения технологической схемы энергоблоков;

– уравнения термодинамического состояния воды и водяного пара, а также формулы коррекции измеренных расходов на фактические значения давлений и температур потоков;

– принципы контроля достоверности исходной измеряемой информации и основных вычисляемых показателей энергоблоков по уравнениям их взаимосвязи;

– алгоритм расчета отчетных ТЭП котельной установки;

– принципы учета при расчете отчетных ТЭП энергоблоков расходов энергии на общестанционные собственные нужды;

– принципы организации расчета ТЭП на различных временных интервалах, включая накопление вычисляемых показателей нарастающим итогом;

– алгоритм расчета ТЭП при пуске (останове) энергоблоков;

– принципы организации расчета ТЭП для анализа эффективности работы узлов энергоблока;

– допустимые погрешности ряда функциональных аппроксимируемых зависимостей;

– принципы составления алгоритма восполнения пропусков при расчете отчетных ТЭП;

– структура выходных форм для выдачи персоналу результирующей информации;

– форма представления алгоритма.

Особенности теплофикационных турбоагрегатов, обусловливаемые наличием двух регулируемых нагрузок (электрической и тепловой), многообразием режимов работы и более сложной технологической схемой, необходимость расчета ТЭП для ТЭЦ в целом определили отличия данного Типового алгоритма от прототипа [I]. Выполнена разработка следующих новых разделов:

- алгоритмов расчета ТЭП для анализа эффективности работы градирен;
- алгоритмов оптимизации и расчета ТЭП для анализа эффективности режимов циркуляционных насосов;
- алгоритмов расчета отчетных ТЭП пиковых водогрейных котлов;
- алгоритма расчета отчетных ТЭП для ТЭЦ в целом;
- алгоритмов расчета корректирующих *поправок к расходным характеристикам энергоблоков* на фактическое состояние оборудования по результатам расчета ТЭП (для оптимизации распределения нагрузок на ТЭЦ);
- алгоритмов расчета ТЭП для анализа эффективности работы сетевой подогревательной установки турбин типа Т с промежуточным теплофикационным отсеком;
- алгоритма ТЭП для анализа эффективности работы питательных насосов с электроприводом;
- алгоритмов (уравнений) для расчета изменений электрической мощности, расходов тепла и топлива из-за отклонения фактических параметров и показателей состояния узлов турбоагрегатов от нормативных;
- алгоритмов расчета удельных выработок электроэнергии отборов турбин, расходов пара и воды в системе регенерации и расхода пара на конденсаторы турбоагрегатов;
- алгоритма расчета нормативных расходов конденсата сетевых подогревателей, подаваемого на обессоливание;
- алгоритмов расчета структурных характеристик тепловой схемы энергоблоков;
- алгоритмов контроля достоверности балансируемых параметров ТЭП по предельному небалансу уравнений взаимосвязи и их коррекции методом статистической фильтрации;
- выходных форм для выдачи персоналу результирующей информации, получаемой в указанных дополнительных разделах;
- типовых технологических схем теплофикационных турбоагрегатов и мощных отопительных ТЭЦ в целом;
- взаимосвязи алгоритмов расчета ТЭП теплофикационных энергоблоков и общестанционного оборудования ТЭЦ;
- классификации ТЭП.

Для возможности учета фактического состояния конденсационной установки турбоагрегата при оптимизации режима циркуляционных насосов и при коррекции расходных характеристик энергоблоков на фактические условия работы разработан алгоритм расчета степени чистоты и коэффициентов гидравлического сопротивления (по воде) конденсатора.

Кроме того, для учета особенностей теплофикационных турбоагрегатов и ТЭЦ переработаны и дополнены следующие разделы Типового алгоритма расчета ТЭП конденсационных энергоблоков:

- алгоритмы расчета отчетных фактических и нормативных ТЭП турбоагрегатов и энергоблоков, включая выходные формы;
- алгоритмы расчета фактических и нормативных ТЭП для анализа эффективности работы регенеративных подогревателей и проточной части турбин, включая выходные формы;
- алгоритм формирования признаков переключения технологической схемы;
- алгоритм контроля достоверности взаимосвязанных параметров;
- перечень автоматически измеряемых технологических параметров и алгоритмы их первичной обработки;
- перечень постоянных и сменяемых коэффициентов, аппроксимируемых зависимостей, включая определение вида дополнительных зависимостей;
- алгоритм восполнения пропусков.

Приведены принципы организации измерений дополнительных технологических параметров для расчета ТЭП теплофикационных турбоагрегатов, общестанционного оборудования и ТЭЦ в целом.

Отличия данного алгоритма в части расчета и анализа ТЭП котельной установки от Типового алгоритма конденсационных энергоблоков обусловлены в основном опытом привязки и внедрения последнего на конкретных объектах.

Отличия эти следующие:

- при анализе режима работы котельных установок учитываются дополнительно присосы в систему пылеприготовления, золоуловители и дымососы, разрежение вверху топки, сокращение поверхности РВП из-за коррозии;

– по каждой поверхности нагрева в конвективной шахте сопоставляется фактическое и нормативное аэродинамическое сопротивление и определяется рост аэродинамического сопротивления из-за отложений;

– для механизмов тяги и дутья дополнительно определяется отклонение расхода электроэнергии, вызванное изменением объема среды и полного давления;

– фактическое значение присосов и перетоков воздуха по тракту газов и воздуха увязано с аэродинамическим состоянием тракта;

– нормативное значение присосов и перетоков увязано с характером зависимости нормативного аэродинамического сопротивления тракта газов от нагрузки и рециркуляции газов;

– изменение температуры уходящих газов связывается непосредственно с изменением аэродинамического сопротивления поверхности нагрева из-за отложений;

– выходная информация дополнена параметрами, характеризующими изменение аэродинамического и газовоздушного режима котла, изменение q_2 из-за анализируемых факторов;

– изменен характер и вид ряда зависимостей;

– исключены из рассмотрения факторы, анализ влияния которых на режим работы котла недостоверен из-за недостаточной точности исходной информации.

В части турбинного оборудования и по энергоблоку в целом также изменен характер и вид ряда зависимостей, показателей. Основные из этих изменений (дополнений) следующие:

1. Выделен в самостоятельный алгоритм расчет ТЭП для анализа эффективности работы энергоблока по оперативно-регулируемым параметрам с выводом результатов персоналу в отдельных выходных формах для отображения и регистрации. Алгоритм расширен за счет учета большого количества факторов по структурным изменениям тепловой схемы, состава работающих насосов и эжекторов. При формировании сообщений персоналу введены дополнительные элементы: фильтрация, сортировка ТЭП по перерасходу топлива, символьные сообщения о фактических и нормативных составах работающих насосов, эжекторов и направлениях тепловых потоков.

Для возможности раздельного анализа эффективности работы питательного турбонасоса и турбопривода определяются фактические и нормативные КПД отдельно для насоса и турбопривода.

2. При анализе влияния на перерасход топлива состояния элементов регенеративных подогревателей турбоагрегата, приводящих к изменению температуры питательной воды перед котлом, учтены составляющая из-за изменения КПД котла.

3. При расчете перерасхода топлива из-за отклонения от нормы нагрева воздуха в калориферах котельной установки учтены также две составляющие изменения расхода топлива – по турбоагрегату и котлу.

4. Приведена организация расчетов КПД проточной части турбины и показателей состояния питательных насосов с использованием результатов тарировки измерительных устройств.

5. Для определения доли собственных нужд энергоблока в общестанционных затратах тепла и электроэнергии принята система удельных показателей, т.е. затрат тепла (электроэнергии) на подготовку 1 т мазута, твердого топлива, ХОВ для цикла подпитки теплосети, циркуляционной воды.

6. Определение перетоков тепла между энергоблоками произведено балансовым расчетом на основании измерений расходов отдельных потоков без установки специальных расходомеров на перемычках между блочными и общестанционными коллекторами собственных нужд.

7. Определение затрат электроэнергии на собственные нужды энергоблока производится по сумме измеренных затрат по группам механизмов собственных нужд и по удельным показателям общестанционных затрат, в связи с чем исключается необходимость оснащения датчиками мелких потребителей общестанционных собственных нужд, подключенных к трансформатору собственных нужд данного энергоблока.

8. Определение удельных расходов топлива на отпущенные тепло и электроэнергию производится без определения показателей нетто котельных установок и турбоагрегатов в связи с тем, что для теплофикационного энергоблока эти показатели не являются объективной характеристикой экономичности (при одинаковой теплопроизводительности котла КПД нетто различается для теплофикационного и конденсационного режимов работы).

9. По параметрам энергоблоков и по общестанционным параметрам, достоверность которых не контролируется с помощью технологических взаимосвязей, введен контроль достоверности по предельным значениям.

2. ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ И ЕЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОБРАБОТКА

2.1. Исходная информация, ее коррекция и накопление

Вся информация, вводимая в ИВК автоматически или вручную, разделена на два вида: информация по энергоблоку и общестанционная. В соответствии с указанным каждая таблица имеет две группы показателей, обозначаемых "Энергоблок" и "Общестанционное оборудование". Такое разделение соответствует принципам проектирования оборудования и удобно в использовании.

Информация от дискретных датчиков положения двухпозиционных органов (см.табл. I), вводимая в ИВК, необходима для формирования признаков переключений технологической схемы. Данные признаки определяют участие в накоплении или исключение из накопления ряда параметров, относящихся к отключаемым механизмам, агрегатам или участкам технологической схемы. Кроме того, на их основе формируются признаки, используемые для автоматического включения или отключения соответствующих программ (см.табл. 2). При невыполнении условия, сформированного в графе "Логическое условие формирования признака $K_{nj} = I$", этот признак принимает значение, равное нулю.

Признаки (см. табл. 2) используются также в различных задачах для "зануления" ряда параметров или исключения части расчетных операций алгоритма.

Формулы (см. табл. 3) соответствуют приведенным в [I] .

Перечень автоматически измеряемых технологических параметров приведен в табл. 4. Параметры скомпонованы по принципу функциональной принадлежности к агрегатам, узлам и являются общими для задач расчета отчетных ТЭП и технико-экономического анализа работы и состояния оборудования.

Количество точек измерения для различных энергоблоков будет различным в зависимости от числа параллельных потоков (линий) измеряемой среды, состава и количества однотипного оборудования. Приведенный перечень измерений соответствует тепловой схеме энергоблока Т-250/300-240, показанной на рис. I-3, и учитывает особенности тепловых схем других энергоблоков, показанные на рис. 4-6.

При разработке конкретного алгоритма все графы табл. 4 должны быть целиком заполнены. В графе 5 указываются пределы отклонения параметров (нижний и верхний), используемые при контроле достоверности информации по уставкам, служащим первым этапом контроля достоверности. Параметры, для которых контроль по уставкам является единственным видом контроля, в графе IO отмечаются буквой П; параметры, проходящие более сложный контроль (по взаимосвязи параметров) - буквой В.

В табл. 6 приведен перечень сменяемых констант для всех задач. Сменяемые константы вводятся в программу вручную и периодически изменяются на основе данных лабораторных анализов, контрольных измерений, специальных испытаний и эксплуатационных режимных данных. Графы 5,6 при разработке алгоритма для конкретного энергоблока должны быть целиком заполнены.

Методы и последовательность предварительной обработки информации на первичном интервале соответствуют принятым в [I] . Указанная обработка включает усреднение параметров, определение абсолютных давлений среды, вычисление расходов среды по перепаду давлений и их коррекции с учетом изменения удельного объема.

В результате предварительной обработки информации на первичном интервале формируется массив исходных данных для расчета ТЭП на оперативном интервале.

2.2. Расчет термодинамических функций состояния воды и пара

По аналогии с [I] в расчетах настоящего Типового алгоритма используются значения термодинамических функций состояния воды и водяного пара, вычисляемые по уравнениям, разработанным и реализуемым в типовой машинной программе в качестве подпрограмм.

Эти уравнения описывают свойства воды и пара с максимальным отклонением от приведенных в "Таблицах теплофизических свойств воды и водяного пара" (42) по удельному объему $\pm$ 0,05%, по энтальпии $\pm$0,25 ккал/кг, по энтропии $\pm$ /0,0002 + 0,0003/ ккал/(кг.°К). Такая точность уравнений удовлетворяет требованиям всех задач Типового алгоритма.

Указанные уравнения приведены в табл.7, порядок расчета термодинамических функций с их использованием показан в табл. 8.

2.3. Косвенный расчет энтальпии пара и воды

Определение энтальпий пара и воды косвенным путем (с использованием данных заводских расчетов или тепловых испытаний турбоагрегатов) производится по следующим причинам:

– для расчета удельных выработок электроэнергии отборов пара необходимы средне-интегральные по сечению потока пара в турбине значения энтальпий пара в камерах отборов;

– энтальпии пара, рассчитанные на основе измеренных температур пара нерегулируемых отборов, существенно отличаются от указанных среднеинтегральных значений ввиду влияния утечек пара через радиальные уплотнения предотборных ступеней;

– энтальпии пара отборов, находящихся в зоне влажного пара, и энтальпию пара в конденсаторе нельзя определить непосредственно по измеренным температурам и давлениям потоков;

– для расчета удельных выработок электроэнергии отборов пара $э_j$, соответствующих нормативной работе турбоагрегата, требуется определение термодинамических параметров отборов расчетным путем на основе данных испытаний или заводских расчетов оборудования при его нормативном состоянии;

– требующиеся для определения удельных выработок электроэнергии отборов и для определения расходов пара на ПНД энтальпии дренажей ПНД, не имеющих охладителей дренажа, целесообразно определять расчетом по давлениям пара в соответствующих отборах, так как при соблюдении приемлемой точности можно избежать установки измерителей температур дренажей ПНД;

– получение корректирующей поправки к расходной характеристике энергоблока на фактическое состояние оборудования (для оптимизации режима ТЭЦ) требует определения термодинамических параметров отборов турбины расчетным способом.

Порядок расчета вышеназванных параметров косвенным путем приведен в табл. I8.

Для определения фактических значений температур пара отборов, находящихся в области перегретого пара, предварительно по результатам испытаний определяются расчетные значения температур t_j^p при заданных начальных параметрах, КПД отсеков и давлений в отборах. Расчетные значения температур пара t_j^p представлены в виде функциональных зависимостей (п.II.57). Расчетные значения влияющих параметров $p_0^p, t_0^p, \eta_{цвд}^p, \eta_{цсд}^p, t_{цсд}^{\varphi}, \rho_j^p$ приведены в табл.5 и II. Расчетное значение давления пара в отборе на j-й регенеративный подогреватель p_j^p представлено в виде функциональных зависимостей (II.22). Далее производится коррекция t_j^p на фактические или нормативные значения влияющих параметров (п.I8.I). Коэффициенты коррекции $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \delta_j, \sigma_j, \varphi_j, \psi_j, \lambda_j$ получаются по результатам предварительных расчетов с использованием крупномасштабной $i-s$ диаграммы ВТИ (1ккал/кг=5мм) и представлены в виде функциональных зависимостей (пп.II.II5–II.I22).

Верхний теплофикационный отбор турбоагрегата Т-250-240 для всех режимов работы находится в зоне перегретого пара, его энтальпия определяется по уравнениям ВТИ (см. табл. 7).

Энтальпия пара нижнего теплофикационного отбора рассчитывается как разность энтальпии верхнего отбора и используемого теплоперепада $H_{по}$, который определяется по характеристике промежуточного отсека (пп.I8.6 и II.I4I).

Энтальпия пара в конденсаторе определяется как разность энтальпии пара на выходе ЦСД и использованного теплоперепада ЦНД $H_{цнд}$. Значение $H_{цнд}$ определяется по характеристикам ЦНД (пп. I8.9, II.I42 и II.I43).

Для турбоагрегатов Т-I00-I30, Т-I75-I30 и Т-I80-I30 верхний теплофикационный отбор в большинстве режимов находится в области влажного пара. Для этих турбин энтальпии пара отборов, находящихся в области влажного пара, определяются косвенным путем (п.I8.I2) аналогично способу определения температур пара с использованием расчетных значений энтальпий пара в отборах i_j^p. Для их получения используются экспериментальные характеристики отсеков турбин (II.I39 и II.I40). Так, энтальпия пара в верхнем теплофикационном отборе $i_{тб}^p$ определяется как разность энтальпии свежего пара при заданных начальных параметрах пара и использованного теплоперепада от первой ступени до регулируемого отбора. При определении использованного теплоперепада вводится поправка на отклонение давления в регулируемом отборе от принятого по характеристике (п.I8.3). Коэффициенты коррекции $\alpha_j', \beta_j', \gamma_j', \varphi_j', \psi_j', \sigma_j'$ получены в результате предва-

рительных расчетов и представлены в виде функциональных зависимостей (пп.II.123 - II.128). Значения влияющих параметров $\rho_0^{(н)}$, $t_0^{(н)}$; $\eta_{цвд}^{отн}$, $t_{цсд}^{i(н)}$, необходимых для расчета энтальпий при нормативном состоянии оборудования, определяются по нормативной характеристике. Нормативное значение давления пара в отборе на j-й регенеративный подогреватель определяется коррекцией расчетного значения ρ_j^p на нормативное давление в регулируемом отборе (п.I8.I). Коэффициенты коррекции α_j^p получаются с использованием экспериментальных данных и представлены в виде функциональных зависимостей (п. II.26).

Значения параметров, необходимых для расчета энтальпий при фактическом состоянии оборудования, определяются измерением.

Нормативные значения энтальпий питательной воды и дренажа после регенеративных подогревателей определяются по нормативным характеристикам (пп. II.I44 и II.I94).

2.4. Определение структурных характеристик тепловой схемы

Структурные характеристики в Типовом алгоритме используются для анализа эффективности переключений тепловой схемы энергоблока. Для этой цели определяются нормативные ($X_{j(\ell)}^{(н)}$) и фактические значения ($X_{j(\ell)}$) структурных характеристик.

Нормативные значения структурных характеристик используются также для расчета ряда показателей, когда требуется учитывать нормативные направления тепловых потоков и состояния элементов тепловой схемы (включен или выключен).

Фактические значения структурных характеристик определяются по значениям логических признаков K и измеренных аналоговых параметров. Они также используются при расчете отдельных показателей в том случае, если логические признаки (определяемые только по дискретным сигналам двухпозиционных органов) не охватывают какие-либо состояния технологической схемы энергоблока.

Фактические характеристики $X_{j(\ell)}$ определяются по фактическому состоянию ℓ-го способа подключения j-го элемента к другим элементам тепловой схемы - "есть" или "нет" (соответственно значение их равно $X_{j(\ell)}=I$ или $X_{j(\ell)}=0$). Нормативные характеристики определяются по состоянию ℓ-го способа, который "должен быть" ($X_{j(\ell)}^{(н)}=I$) или "не должен быть" ($X_{j(\ell)}^{(н)}=0$) в соответствии с минимальными потерями работоспособности тепловых потоков и возможностью осуществления заданного режима.

В табл. I2 приведен алгоритм определения количественных значений структурных характеристик $X_{j(\ell)}$ и $X_{j(\ell)}^{(н)}$, отражающих переключения в системе дренажей регенеративных подогревателей, отключение подогревателей, варианты подачи пара на деаэраторы, калориферы, концевые уплотнения турбины, главные эжекторы, составы работающих насосов турбоагрегата и главных эжекторов, а также осуществляемые способы регулирования мощности энергоблока (при постоянном или скользящем начальном давлении пара).

Отклонение от нормативных значений структурных характеристик тепловой схемы приводит к существенным перерасходам топлива. Например, несоблюдение оптимальных вариантов питания паром деаэраторов, калориферов, концевых уплотнений турбины и эжекторов приводит к перерасходам топлива порядка 0,I-0,4% расхода топлива на энергоблок. Отклонение от нормативного состава работающих главных эжекторов может давать также не значительные перерасходы топлива, значение которых зависит от режимов энергоблока и присосов воздуха в конденсатор. Существенные перерасходы топлива возникают при отклонении от нормативных составов механизмов собственных нужд, анализируемых в табл. I2.

Принципы определения структурных характеристик понятны из алгоритма. Некоторого пояснения требует способ расчета нормативных структурных характеристик для анализа вариантов питания паром и составов работающих главных эжекторов.

На эжекторы пар может подаваться из выхлопа ПТН, деаэратора и из коллектора собственных нужд I3 кгс/см^2. Подавать пар на эжекторы из выхлопа ПТН выгоднее, чем из деаэратора. Поэтому, если работает ПТН ($K_{25}=I$) и давление на выхлопе ПТН больше минимального давления $p_э^{min}$, при котором могут работать эжекторы, а присосы воздуха в конденсатор не превышают максимальной производительности эжекторов (при их работе на паре давлением 5-6 кгс/см^2), то эжекторы должны работать на паре из выхлопа ПТН. При этом $X_{I2(I0)}^{(н)}=I$. Если же давление пара на выхлопе ПТН меньше, а в деаэраторе больше

минимального $p_э^{min}$, то при присосах воздуха в конденсатор, не превышающих максимальную производительность эжекторов (при их работе на паре давлением 5-6 кгс/см^2, эжекторы должны питаться паром из деаэратора, т.е. $X^{(н)}_{12(11)}$ - I. Пар из коллектора I3 кгс/см^2 должен подаваться на эжекторы только в случае, когда его нельзя подать из выхлопа ПТН и из деаэратора. При этом $X^{(н)}_{12(10)}$ = 0 и $X^{(н)}_{12(11)}$ = = 0. Характеристики $X^{(н)}_{12(1)} - X^{(н)}_{12(3)}$, отражающие нормативный состав эжекторов, определяются по значению присоса воздуха в конденсатор $G_{пр.в}$, которое сравнивается с предельными $G_{пр1}$, $G_{пр2}$, $G^к_{пр1}$, $G^к_{пр2}$, ниже которых целесообразна работа соответственно одного-двух эжекторов на паре из деаэратора или выхлопа ПТН и одного-двух эжекторов на паре из коллектора I3 кгс/см^2). Значения $G_{пр1}$, $G_{пр2}$, $G^к_{пр1}$ и $G^к_{пр2}$ находятся в результате предварительных расчетов на основе соблюдения равенства перерасхода топлива из-за подачи пара соответствующих параметров на дополнительно включаемый в работу эжектор и экономии топлива из-за снижения давления в конденсаторе при включении дополнительного эжектора. При выявлении целесообразного состава работающих эжекторов необходимо учитывать нормативный источник их питания. Один эжектор должен работать ($X^{(н)}_{12(1)}$ =I), если фактические присосы воздуха в конденсатор не превышают значения $G_{пр1}$ при нормативном способе питания из выхлопа ПТН или деаэратора ($X^{(н)}_{12(10)}$ = I или $X^{(н)}_{12(11)}$=I) и значения $G^к_{пр1}$, если питание эжектора паром возможно только из коллектора I3 кгс/см^2 ($X^{(н)}_{12(9)}$ = I). В противном случае $X^{(н)}_{12(1)}$ = 0. Если эжекторы должны питаться из выхлопа ПТН или из деаэратора и присосы воздуха в конденсатор больше значения $G_{пр1}$, но меньше предельного значения $G_{пр2}$, то должны работать два эжектора ($X^{(н)}_{12(2)}$ =I). Два эжектора должны быть включены также в том случае, если $X^{(н)}_{12(9)}$ = I и присосы воздуха в конденсатор больше значения $G^к_{пр1}$, но меньше предельного значения $G^к_{пр2}$. Во всех остальных случаях в работе должны находиться три эжектора ($X^{(н)}_{12(3)}$ = I).

2.5. Расчет расходов пара и воды в регенеративной системе

Расходы пара и воды в регенеративной системе определяются для использования при решении задач анализа технического состояния регенеративных подогревателей, расчета показателей для анализа оперативно-регулируемых параметров турбоагрегата.

Алгоритм расчета представлен в табл.I4.

На основе решения уравнения теплового баланса подогревателей определяются расходы пара, основного конденсата (питательной воды), дренажа, теплопроизводительности каждого ПНД и ПВД при фактических условиях работы турбоагрегата и состоянии оборудования.

Приведенные аналитические выражения учитывают возможные изменения в схеме регенерации (отключение подогревателей, изменение схем слива дренажа, пропуск питательной воды через обводную арматуру ПВД).

2.6. Определение нормативных расходов конденсата сетевых подогревателей на обессоливание

Отсутствие термостойких загрузочных материалов для установок обессоливания (БОУ) приводит к необходимости расхолаживания конденсата подогревателей сетевой воды (ПСВ) до 40-50^{0}С. Конденсат, направляемый на обессоливание, охлаждается в охладителе конденсата подогревателей сетевой воды первой ступени (ОК № I) и в охладителе конденсата турбины и ПСВ второй ступени (ОК № 2).

При допустимом значении солесодержания (удельной электрической проводимости) конденсата ПСВ по условиям надежной работы энергоблока ($\chi_{пс1} \le \chi^{доп}_{пс}$, $\chi_{пс2} \le \chi^{доп}_{пс}$) имеется возможность подачи конденсата ПСВ не на БОУ, а в систему регенерации перед ПНД № 3 и 4. В ряде случаев это обеспечивает экономию тепла, т.е. для каждого режима турбоагрегата необходимо определение оптимального (нормативного) расхода конденсата, сливаемого из ПСВ на БОУ или в систему регенерации.

При отклонении направления слива конденсата ПСВ № I и 2 от нормативного тепловая экономичность энергоблока существенно изменяется. Так, полный слив конденсата ПСВ на БОУ вместо его подачи в линию основного конденсата перед ПНД № 3 и 4 или наоборот (в зависимости от режима турбины и способов охлаждения ОК № 2) вызывает в ряде случаев перерасход топлива до 2% расхода топлива на энергоблок.

Значение нормативного расхода конденсата ПСВ на обессоливание зависит от спосо-

бя охлаждения ОК № 2, количества тепла, отданного конденсатом ПСВ в ОК № 2, давления пара в отборах на ПСВ № I и 2, нагрева основного конденсата в ПНД № I–4, удельной электрической проводимости конденсата ПСВ и конденсата после БОУ.

В Типовом алгоритме рассмотрены следующие возможные способы охлаждения ОК № 2:

– циркуляционной водой;

– сырой водой, подогреваемой затем в ПС паром из выхлопа приводной турбины ПТН;

– подпиточной водой тепловых сетей (при открытом водоразборе).

При этом учитывается, что если температура конденсата турбины перед конденсатными насосами I ступени ниже температуры смеси потоков перед БОУ ($t'_{БОУ}$), то конденсат ПСВ и ОК № 2 одновременно с отдачей тепла охладителю (циркуляционной, сырой или подпиточной воде) нагревает конденсат турбины до температуры $t'_{БОУ}$. При охлаждении конденсата сетевых подогревателей в ОК № 2 циркуляционной водой тепло, отданное конденсатом ПСВ охладителю, теряется, при охлаждении сырой водой замещает тепло пара из выхлопа приводной турбины ПТН.

При охлаждении ОК № 2 подпиточной водой изменение мощности $\Delta N_{пс,j}$ при сливе конденсата ПСВ на обессоливание по сравнению со сливом перед ПНД № 3 и 4 зависит от того, подается циркуляционная вода в основную поверхность конденсатора или нет. Если циркуляционная вода в основную поверхность конденсатора подается, то при сливе конденсата ПСВ на обессоливание за счет нагрева подпиточной воды в ОК № 2 уменьшится тепловая нагрузка встроенного пучка конденсатора (ВПК) на $\Delta Q_{ОК2}$, что приведет к снижению недогрева в нем подпиточной воды, и уменьшению расхода тепла с сетевой водой в вакуумный деаэратор на $R\Delta Q_{ОК2}$ и к изменению мощности турбины вследствие замещения тепла пара отборов на ПСВ № I и 2. При этом увеличатся потери тепла в конденсаторе с циркуляционной водой на:

$$(1-R)\Delta Q_{ОК2},$$

где R – режимный коэффициент, характеризующий условия теплообмена в ВПК.

При возможности работы турбоагрегата в режиме трехступенчатого подогрева воды, идущей на отопление, с пропуском подпиточной воды через ВПК и без подачи циркуляционной воды в основную поверхность конденсатора слив конденсата ПСВ на обессоливание приводит к замещению тепла сетевой воды на $\Delta Q_{ОК2}$ и к изменению давления пара в конденсаторе, что должно быть учтено при определении изменения мощности турбины $\Delta N_{пс,j}$. При привязке Типового алгоритма к конкретным условиям расчетные операции *пп.* 2I.47, 2I.48 должны быть дополнены. Изменение давления пара в конденсаторе определяется при этом на основании разности температур подпиточной воды на входе в ВПК, вычисляемой при различных направлениях слива дренажа ПСВ.

Кроме рассмотренных изменений в системе регенерации и подогрева воды, идущей на отопление, в Типовом алгоритме учитывается изменение экономичности из-за дополнительного заноса солями проточной части турбины при сливе конденсата ПСВ перед ПНД № 3, и 4 по сравнению со схемой слива конденсата на обессоливание.

Количество отлагающихся в проточной части соединений зависит от общего количества поступивших в турбину химических веществ. Их концентрация в свежем паре выражается как функция солесодержания питательной воды [I7] . Каждая массовая единица дополнительных отложений в проточной части турбины сказывается на ухудшении ее КПД в течение всего периода работы до предстоящей промывки проточной части. Указанный период определяется как разность продолжительности межпромывочного периода ($\tau_п$) и времени работы турбины с момента последней промывки ее проточной части ($\tau_р$).

Для учета изменения экономичности турбоагрегата из-за отложений находятся следующие удельные электрические проводимости питательной воды: при подаче всего конденсата ПСВ на обессоливание ($\varkappa^{o}_{п.в}$), при сливе конденсата ПСВ № I перед ПНД № 3 ($\varkappa_{п.в\,пс1}$) и при сливе конденсата ПСВ № 2 перед ПНД № 4 ($\varkappa_{п.в\,пс2}$). Затем определяется дополнительное количество отложений в проточной части турбины в рассматриваемом режиме при сливе конденсата отдельно ПСВ № I перед ПНД № 3 и ПСВ № 2 перед ПНД № 4 с последующим разделением на отложения в ЦВД и ЦСД. В зависимости от количества дополнительных отложений в ЦВД и ЦСД находится снижение внутреннего относительного КПД цилиндров [I8] . Количественные значения отложений и снижения КПД проточной части турбины определяются на основании опытных данных.

Алгоритм определения нормативных расходов конденсата ПСВ на обессоливание ($G^{o(н)}_{пс1}$, $G^{o(н)}_{пс2}$) представлен в табл. 21.

Порядок определения расходов $G^{o(н)}_{пс1}$ и $G^{o(н)}_{пс2}$ следующий.

Определяются удельные изменения расходов тепла на турбоагрегат ($\Delta Q^{уд}_{пс1}$, $\Delta Q^{уд}_{пс2}$) с учетом уменьшения заноса солями проточной части турбины при подаче всего конденсата ПСВ на обессоливание в сравнении с его сливом перед ПНД № 3 и 4 (шт. 21.43-21.66) и целесообразное направление слива конденсата, обеспечивающее максимальную экономичность энергоблока. Последнее определяется в зависимости от выполнения следующих логических условий:

если $\Delta Q^{уд}_{пс1} < 0$ и $\Delta Q^{уд}_{пс2} < 0$, то целесообразно весь конденсат ПСВ подавать на обессоливание, т.е.

$$G^{o(н)}_{пс1} = G_{пс1} \quad и \quad G^{o(н)}_{пс2} = G_{пс2},$$

если $\Delta Q^{уд}_{пс1} \geq 0$ и $\Delta Q^{уд}_{пс2} \geq 0$, то целесообразно конденсат ПСВ № 1 и 2 сливать перед ПНД № 3 и 4, т.е. $G^{o(н)}_{пс1} = 0$; $G^{o(н)}_{пс2} = 0$

2.7. Расчет расхода пара в конденсатор

Для анализа эффективности работы энергоблока, оптимизации и анализа режима циркуляционной системы, а также для коррекции расходной характеристики энергоблока на фактическое состояние оборудования (для оптимизации режимов ТЭЦ) требуется определение расхода пара в конденсатор $Д_к$, соответствующего фактическим условиям работы оборудования. В табл. 13 приведен алгоритм расчета расхода пара в конденсатор при фактических условиях работы энергоблока.

При работе турбоагрегата в конденсационном режиме или в теплофикационных режимах по электрическому графику (с регулируемым расходом пара в конденсатор) расход пара $Д_к$ определяется на основе материального баланса турбины.

При работе турбоагрегата по тепловому графику с закрытой регулирующей диафрагмой ЦНД расход пара $Д_к$ определяется по давлению пара в нижнем теплофикационном отборе p_2 . При "отключении" ЦНД значение $Д_к$ рассчитывается по давлению пара в верхнем теплофикационном отборе p_3 .

Для расчета корректирующей поправки к расходной характеристике энергоблока расход пара $Д_к$ необходимо определять во всем рабочем диапазоне нагрузок энергоблока.

Расходы пара на регенеративные подогреватели, определяемые в табл. 14 на основе измеренных параметров каждого подогревателя, вычисляются лишь для одной, усредненной за первичный интервал нагрузки энергоблоков. Для использования алгоритма табл. 14 при коррекции расходной характеристики энергоблоков потребовалось бы производить расчеты по моделированию фактических параметров всех регенеративных подогревателей для других нагрузок. Ввиду этого в Типовом алгоритме рассчитывается суммарный расход пара на регенеративные подогреватели по усредненным для всех подогревателей значениям нагрева воды и теплоиспользований пара. При этом способе требуется определять для различных нагрузок энергоблока лишь суммарный подогрев воды в регенеративной системе. При погрешности расчета не более 2% такой метод позволяет существенно упростить алгоритм расчета суммарного расхода пара на регенеративный подогрев воды.

2.8. Расчет тепловых и гидравлических параметров фактического состояния конденсатора

В табл. 19 при фактическом состоянии конденсатора определяются: степень чистоты поверхности охлаждения и коэффициенты гидравлического сопротивления каждой половины конденсатора по охлаждающей воде.

Указанные показатели требуются для учета фактического состояния конденсатора при оптимизации режима работы циркуляционных насосов и при получении корректирующей поправки к расходной характеристике энергоблока на фактическое состояние оборудования (для оптимизации режима работы ТЭЦ). Степень чистоты используется также в качестве показателя фактического состояния конденсатора при анализе эффективности его работы.

Расчеты по определению фактической степени чистоты производятся при расходах пара в конденсатор, превышающих заданное минимальное значение (см.табл. 5) для обеспечения достаточной точности вычислений. При малых расходах пара в конденсатор информация о степени чистоты поверхности охлаждения для решения приведенных выше задач принимается по данным предыдущих расчетов.

Степень чистоты рассчитывается по ви-

разницю ВТИ (см. п.I9.I3) при значении коэффициента теплопередачи, полученном при фактическом режиме работы конденсатора (см.п. I9.5). При этом предварительно исключается влияние присосов воздуха в конденсатор, определяемое в зависимости от фактического состава работающих пароструйных эжекторов и их рабочей характеристики [9-II].

Решение нелинейного уравнения (см. п.I9.I3) производится итерационным методом.

Коэффициенты гидравлического сопротивления по охлаждающей воде определяются по данным измерений перепадов давлений и расходов воды на каждую половину конденсатора (см. пп. I9.I5 и I9.I6).

При расчете коэффициентов теплопередачи конденсатора учитываются различные варианты схемы включения ВПК соответствующим добавлением в расчетные формулы расхода воды в ВПК, поверхности его охлаждения и площади сечения трубок при работе на охлаждающей воде или исключением тепловой нагрузки ВПК при подаче на него сетевой или подпиточной воды.

Значения расхода и энтальпии пара в конденсаторе, являющиеся одними из основных параметров, рассчитываются на основе данных измерений в табл. I3.

2.9. Расчет параметров фактического состояния сетевых подогревателей

Расчет параметров, характеризующих фактическое состояние основных элементов сетевых подогревателей (поверхностей нагрева ПСВ № I и 2, паропровода ПСВ № 2) и фактические условия работы подогревателей (количество ступеней подогрева, расходы воды, давления пара в ПСВ № I и 2), производится в табл. I5.

При анализе технического состояния подогревателей в основу положена методика расчета переменных тепловых режимов с использованием безразмерных характеристик теплообменных аппаратов [6].

По этой методике перерасчет показателей режима работы пароводяных подогревателей (получение температур воды на выходе при заданных входных параметрах пара и воды) производится с помощью режимного коэффициента R, рассчитываемого в зависимости от расхода воды на подогреватель, и параметра режима α - величины, практически постоянной для подогревателя. Параметры фактического режима ПСВ №I и 2 определяются в пп. I5.5, I5.9 на основе данных автоматических измерений, используются при анализе технического состояния отдельных элементов сетевой установки и при коррекции расходных характеристик энергоблоков на фактическое состояние оборудования (для оптимизации режима ТЭЦ).

В качестве вспомогательных величин, необходимых как для расчета параметров режима, так и самостоятельно используемых при анализе эффективности работы каждого ПСВ, определяются расходы сетевой воды на подогреватели (с учетом фактического пропуска воды через обводную арматуру), давление пара в ПСВ № I (с учетом потерь давления в паропроводе), коэффициент фактических гидравлических потерь давления в паропроводе ПСВ № 2.

На основе анализа признаков переключения тепловой схемы определяется фактическое количество ступеней подогрева сетевой воды в рассчитываемом режиме.

2.I0. Расчет давлений в отборах и расходов пара на ПСВ № I и 2 при многоступенчатом подогреве сетевой воды

Наличие в турбинах типа Т промежуточного теплофикационного отсека приводит к тому, что при изменении состояния одного из ПСВ или какого-либо другого элемента сетевой установки при многоступенчатом подогреве сетевой воды перераспределяются расходы пара между ПСВ № I и 2 и изменяется давление пара в обоих теплофикационных отборах.

При анализе эффективности работы сетевой подогревательной установки, расчете нормативных отчетных ТЭП энергоблока и при решении других задач Типового алгоритма для определения расходов тепла, электрической мощности, топлива и их изменений требуется определение расходов пара на каждый ПСВ и давлений в нижнем и верхнем теплофикационных отборах.

Задача расчета, приведённого в табл. I6, состоит в определении давлений пара в теплофикационных отборах и расходов пара на каждый подогреватель при двух- и трехступенчатом подогреве сетевой воды при заданном фактическом или нормативном состоянии основных элементов сетевой установки (поверхностей подогревателей, паропроводов и обводной

арматуры).

Изменения электрической мощности, расходов тепла и топлива вычисляются по разности фактических и нормативных значений расходов пара на ПСВ и давлений пара в теплофикационных отборах. Нормативные значения указанных параметров могут быть определены только расчетом. В этой связи для снижения методической погрешности вычисляемых перерасходов тепла и топлива фактические значения расходов и давлений пара определяются также расчетом с использованием параметров фактического состояния ПСВ, рассчитанных в табл. I5.

Основным уравнением для расчета указанных параметров является уравнение Стодолы-Флюгеля, связывающее давления пара в теплофикационных отборах с расходом пара через промежуточный отсек турбины [7,8] . Решение указанного нелинейного уравнения производится итерационным способом в следующем порядке:

- принимается начальное значение давления пара в нижнем теплофикационном отборе;
- определяется температура воды после ПСВ № I (при предварительно рассчитанных значениях режимного коэффициента - коэффициента пересчета с известного режима или состояния на новые внешние условия), расход пара на ПСВ № I;
- принимается начальное значение давления пара в верхнем теплофикационном отборе, расход пара на ПСВ № 2, давление пара в ПСВ № 2 и температура сетевой воды после ПСВ № 2 (при соответствующем состоянии - фактическом или нормативном - элементов подогревателя). Сходимость решения при определении давления в верхнем отборе имеет место при равенстве рассчитанной температуры воды после подогревателя с заданной (измеренной) температурой;
- определяется расход пара на ПСВ № I из уравнения п. I6.II. Условие сходимости решения - равенство расходов пара, рассчитанных по формулам пп. I6.4 и I6.II.

Расчетные операции табл. I6 используются в Типовом алгоритме многократно для расчета параметров теплофикационных отборов при различных режимах работы и состоянии элементов ПСВ. В этом случае вводится исходная информация, соответствующая заданным условиям работы сетевой установки.

В частности, в табл. I7 (пп.I7.5-I7.9) представлены расчетные операции по определению давлений в отборах и расходов пара на подогреватели для определения нормативных показателей (при нормативном состоянии подогревателей), необходимых для расчета нормативных коэффициентов удельных выработок электроэнергии отборов, нормативных расходов пара и тепла на турбину, нормативной мощности турбоагрегата. Приведены выражения для расчета указанных показателей при одноступенчатом подогреве сетевой воды (пп. I7.I-I7.4) и расчета отклонений давлений в отборах и расходов пара на подогреватели при отклонении от норматива количества ступеней подогрева сетевой воды (одноступенчатая схема вместо нормативной двухступенчатой).

2.II. Расчет удельной выработки электроэнергии отборами турбины

Для характеристики энергетической ценности регенеративных отборов, а также отборов для внешнего теплового потребления используются коэффициенты удельной выработки электроэнергии $Э_j$, которые определяют работу, произведенную в турбине единицей тепла отбираемого пара.

Коэффициенты $Э_j$ используются для расчета показателей изменения экономичности турбоагрегатов (изменений электрической мощности, расходов тепла и топлива) при изменении состояния отдельных узлов, структуры тепловой схемы и оперативно-регулируемых параметров (табл. 2I).

Коэффициенты $Э_j$ теплофикационных отборов являются основой для определения отчетных показателей - фактических и нормативных значений удельной и полной выработок электроэнергии на тепловом потреблении. При работе турбоагрегата по тепловому графику с минимальным пропуском пара в конденсатор большая часть электроэнергии вырабатывается по теплофикационному циклу. В этом режиме фактические и нормативные значения выработки электроэнергии на тепловом потреблении являются основными обобщенными показателями качества работы турбинного оборудования.

В Типовом алгоритме реализуется способ расчета коэффициентов удельной выработки $Э_j$, основанный на предварительном расчете коэффициентов изменения мощности отборов e_j и КПД цикла η [24] . Такой способ позволяет обеспечить приемлемую точность расчета.

Порядок расчета приведен в табл. 20. В алгоритме производится расчет коэффициентов удельной выработки электроэнергии отбо-

ров, соответствующих фактическим и нормативным условиям работы оборудования.

При расчете фактических значений коэффициентов ϑ_j используются фактические структурные характеристики турбоагрегата $x_{j(\ell)}$, отражающие отключение подогревателей и фактические направления сливов дренажей, фактические начальные параметры пара, параметры регенеративных отборов, сетевых и регенеративных подогревателей.

При расчете нормативных значений коэффициентов ϑ_j используются нормативные структурные характеристики турбоагрегата $x^{(н)}_{j(\ell)}$ и параметры тепловой схемы при нормативном состоянии оборудования, рассчитываемые в табл. I7 и I8.

Фактические и нормативные значения коэффициентов удельной выработки определяются при фактическом режиме (нагрузке) турбоагрегата. При работе турбоагрегата с закрытой регулирующей диафрагмой ЦНД (при минимальном пропуске пара в конденсатор) и на режимах с "отключенным" ЦНД КПД последнего приближается к нулю и в отдельных случаях может быть отрицательным. Для таких режимов в алгоритме термодинамический цикл ограничивается нижним теплофикационным отбором. Такое допущение практически не влияет на численные значения коэффициентов удельной выработки электроэнергии отборов ϑ_j.

2.I2. Контроль достоверности входной информации

Для автоматического контроля достоверности ряда параметров с исключением и заменой их недостоверных значений в Типовом алгоритме используются принципы, принятые в работе [I]. Ниже рассматриваются особенности контроля достоверности, принятые в данном алгоритме.

Для повышения эффективности контроля достоверности принято, что часть автоматически измеряемой исходной информации, не проходящей контроля с использованием технологических взаимосвязей параметров, проходит контроль по минимальному и максимальному значениям параметра (по уставкам). Численные значения уставок должны быть приведены в графе 5 табл. 4 при разработке алгоритма для конкретного энергоблока. Если указанный вид контроля реализуется аппаратно, т.е. является органической частью измерительного канала, из состава расчетов по Типовому алгоритму он исключается.

С учетом отпуска на ТЭЦ энергии двух видов (электрической и тепловой) в настоящем Типовом алгоритме в число наиболее важных параметров энергоблока наряду с мощностью генератора, расходами питательной воды и свежего пара (для барабанных котлов), пара в тракте холодного промперегрева, расходами газа и мазута на котел включены также расходы сетевой воды через ПСВ энергоблока и соответствующие значения температуры сетевой воды для определения отпуска тепла от энергоблока. Для всех указанных параметров предусматривается дублирование каналов измерений.

Измерение температур сетевой воды в ПСВ энергоблока предусматривается в трех точках сечений трубопроводов как для целей контроля достоверности, так и для получения представительных, средненных значений температур, различающихся, как правило, по поперечному сечению потоков в трубопроводах больших диаметров.

Дублирующие каналы измерений предусматриваются для давлений и температур пара в теплофикационных отборах, температур воды после конденсаторов турбин и после градирен (три точки в поперечном сечении), а также для наиболее важных общестанционных параметров: расходов сетевой воды в подающей и обратной линиях каждой тепломагистрали ТЭЦ (для открытых систем теплоснабжения); мазута после мазутонасосной в подающей линии и в линии рециркуляции, газа на вводе ТЭЦ.

Для балансируемых измеряемых параметров по ТЭЦ (расходов газа, мазута и сетевой воды) предусматривается контроль достоверности и коррекция измеренных значений параметров методом статистической фильтрации [28,29].

В алгоритме статистической фильтрации используются усредненные значения основного и дублирующего датчиков по каждому из указанных параметров.

Контроль достоверности взаимосвязанных параметров по методу статистической фильтрации основан на использовании избыточной информации, источником которой являются балансовые уравнения связи между измеряемыми параметрами, и статистических закономерностей погрешностей измерений.

Вначале осуществляется поиск грубых ошибок измерений, т.е. таких ошибок, которые

выходят за пределы классов точности измерительной аппаратуры.

Грубые ошибки измерений параметров, входящих в рассматриваемое уравнение связи, отсутствуют, если выполняется неравенство

$$\left| \sum_{i=1}^{n} \beta_i x_i \right| \leq K \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \beta_i^2 D_i}, \qquad (2.1)$$

где x_i – результат измерения i-го параметра;

β_i – коэффициент при i-м параметре в уравнении связи;

n – число измеряемых параметров;

D_i – дисперсия ошибки измерения i-го параметра;

K – коэффициент, выбираемый на основе опыта эксплуатации (в первом приближении $K = 2{,}0 \div 2{,}5$).

Дисперсия ошибки измерения рассчитывается по формуле

$$D_i = \left(\frac{1}{3} \alpha_i A_i\right)^2,$$

где α_i – класс точности i-го датчика в относительных единицах с учетом погрешностей преобразований сигнала типа "аналог–цифра" и канала передачи;

A_i – максимальное значение измеряемого параметра, на которое рассчитан датчик.

Если неравенство (2.1) не выполняется, отмечается наличие минимум одной ошибки измерения.

При отсутствии грубых ошибок измерений определяются скорректированные значения измеренных параметров путем оптимального разнесения невязки (небаланса) уравнения связи между всеми параметрами по формуле

$$\bar{X} = X - \rho B^T M^{-1} \Delta,$$

где $\bar{X}$ – вектор-столбец скорректированных результатов измерений;

X – вектор-столбец результатов измерений;

ρ – диагональная ковариационная матрица;

B^T – транспонированная матрица B коэффициентов уравнения связи;

M^{-1} – обратная матрица M, $M = B\rho B^T$; Δ – невязка уравнения связи.

Рассматриваемые векторы и матрицы раскрываются следующим образом:

$$\bar{X} = \left\| \begin{matrix} \bar{x}_1 \\ \dots \\ \bar{x}_2 \end{matrix} \right\|, \quad X = \left\| \begin{matrix} x_1 \\ \dots \\ x_2 \end{matrix} \right\|, \quad \rho = \left\| \begin{matrix} D_1 \dots 0 \\ \dots \\ 0 \dots D_n \end{matrix} \right\|,$$

$$B = \left\| \beta_1 \beta_2 \dots \beta_n \right\|. \qquad \Delta = \sum_{i=1}^{n} \beta_i x_i .$$

Применение для коррекции измеренных параметров метода статистической фильтрации позволяет повысить точность измеренных параметров расчетным путем.

2.13. Уравнения для расчета изменений внутренней мощности турбоагрегатов, расходов тепла и топлива

Изменения расхода топлива ΔB из-за отклонения от нормативных значений анализируемых показателей турбинного оборудования в Типовом алгоритме определяются на основе рассчитываемых изменений внутренней мощности турбоагрегатов ΔN. Причем учитывается, что при работе турбоагрегата по тепловому графику с фиксированным (минимальным) расходом пара в конденсатор изменение условий его работы приводит к изменению электрической мощности турбоагрегата и мощности параллельно работающих турбин (для выдерживания заданной электрической мощности ТЭЦ или энергосистемы). Расход же топлива изменяется как на анализируемый энергоблок, так и на другие энергоблоки, регулирующие электрическую нагрузку.

Для расчета перерасхода топлива по ℓ-м факторам используются формулы

$$\Delta B_\ell = \Delta b \Delta N_\ell, \qquad (2.2)$$

где Δb – изменение расхода условного топлива при изменении внутренней мощности турбоагрегата на 1 МВт;

ΔN_ℓ – изменение внутренней мощности турбоагрегата, МВт.

Значение Δb рассчитывается по выражению, т/(МВт·ч):

$$\Delta b = \left(\Delta b_{комп} - \frac{\Delta q_T^T \, 10^2}{7 \eta_K^{бр}} \right) \eta_{эм}^{(н)} 10^{-2}, \qquad (2.3)$$

где Δq_T^T – относительный прирост расхода тепла на анализируемый турбоагрегат при работе по тепловому графику;

$\Delta b_{комп}$ – относительный прирост расхода условного топлива на энергоблок,

компенсирующий изменение внутренней мощности анализируемого энергоблока, т/(МВт·ч):

$$\Delta b_{комп} = \Delta q_j \frac{10^2}{7\eta_{Kj}^{бр}}, \quad (2.4)$$

где $\eta_K^{бр}$, $\eta_{Kj}^{бр}$ – КПД брутто котла анализируемого и компенсирующего энергоблоков, %;

Δq_j – относительный прирост расхода тепла на турбоагрегат энергоблока, регулирующего электрическую нагрузку, Гкал/(МВт·ч).

В том случае, если какой-либо из турбоагрегатов ТЭЦ работает по электрическому графику ($R_{эj} = 1$) $\Delta q_j = \Delta q_{Tj}^э$, если по конденсационному режиму ($R_{Kj} = 1$), то $\Delta q_j = \Delta q_{кн}$.

Значения R_{Kj}, $R_{эj}$, Δq_j, $\eta_{Kj}^{бр}$ вводятся в ИВК по каналам межмашинного обмена информацией, а при отсутствии такой возможности – как сменяемые константы.

При работе анализируемого энергоблока по электрическому графику или в конденсационном режиме он сам компенсирует изменение внутренней мощности ΔN_ℓ. В таком случае для электрического графика $\Delta q_j = \Delta q_T^э$, $\eta_{Kj}^{бр} = \eta_K^{бр}$. Для конденсационного режима $\Delta q_j = \Delta q_{кн}$, $\Delta q_T^т = 0{,}86$ Гкал/(МВт·ч), $\eta_{Kj}^{бр} = \eta_K^{бр}$.

При работе всех энергоблоков электростанции по тепловому графику перерасход топлива относится на энергосистему, компенсирующую недовыработку электроэнергии анализируемого энергоблока. В этом случае $\Delta b_{комп}$ равно (т/(МВт·ч)

$$\Delta b_{комп} = \Delta q_{сист} \frac{10^2}{7\eta_{K\,сист}^{бр}}, \quad (2.5)$$

где $\Delta q_{сист}$ – относительный прирост расхода тепла энергоустановки, компенсирующей в энергосистеме недовыработку электроэнергии, Гкал/(МВт·ч);

$\eta_{K\,сист}^{бр}$ – КПД брутто котла энергоустановки, компенсирующей недовыработку в энергосистеме, %.

Изменение внутренней мощности ΔN_ℓ рассчитывается, исходя из энергетического баланса турбоагрегата:

$$Q_0 = 860N + Q_T + Q_K + Q_{сн} + Q_{изл}, \quad (2.6)$$

где Q_T, Q_K – расходы тепла в теплофикационные отборы и в конденсатор;

$Q_{сн}$, $Q_{изл}$ – расход тепла на нерегулируемых отборов на собственные нужды котельной установки и потери тепла с излучением.

Для большинства анализируемых факторов изменение мощности определяется при условии $Q_T = const$ и $Q_K = const$.

При отклонении от нормативных значений параметров свежего пара, пара промперегрева, КПД проточной части и питательного турбонасоса (ПТН), температурного напора ПСВ № 1 (при одноступенчатом подогреве сетевой воды) изменения процесса расширения пара в турбине имеют одинаковый характер.

Уравнения для определения изменений внутренней мощности из-за отклонения от нормативных значений указанных параметров имеют одинаковую унифицированную формулу [22,23]:

$$\Delta N_\ell = \left(\sum_\varphi R_{\varphi\ell} D_\varphi + n_{p\ell}\right)\Delta\Pi_\ell, \quad (2.7)$$

где $\Delta\Pi_\ell$ – изменение ℓ-го параметра;

$n_{p\ell}$ – удельное изменение мощности потоков пара на регенеративные подогреватели;

$R_{\varphi\ell}$ – удельное изменение мощности основных φ-х потоков пара, идущих на ПСВ и в конденсатор;

D_φ – расход основного φ-го потока пара.

Значения $R_{\varphi\ell}$ учитывают изменения используемых теплоперепадов основных потоков пара в турбине, а также изменения расхода этих потоков для выдерживания условий $Q_T = const$ и $Q_K = const$.

Значение $n_{p\ell}$ учитывает аналогичные изменения по регенеративным потокам. Значения удельных изменений мощности $R_{\varphi\ell}$ и $n_{p\ell}$ выражаются в Типовом алгоритме как функции расходов пара на турбину или конечного давления φ-го потока (см.пп. II.64-II.113). Методика расчета величин $R_{\varphi\ell}$ и $n_{p\ell}$ приведена в работах [22,23].

Изменение внутренней мощности турбины, обусловливаемые изменением параметров системы регенеративного подогрева, рассчитыва-

ются с использованием коэффициентов удельной выработки электроэнергии отборов $\mathcal{Э}_j$ [21] .

При расчете изменений мощности из-за отключения ПНД учитываются вторичные изменения расхода пара на ПТН (см. пп. II.60-II.63) из-за соответствующего изменения расхода питательной воды, учитываются также смещения в $i-s$ диаграмме процессов расширения потоков пара, идущих на ПСВ и в конденсатор. Последние учитываются с помощью коэффициентов, аналогичных $R_{ч\ell}$ и $n_{p\ell}$.

Расчет изменений мощности турбины из-за изменения параметров ПСВ при двухступенчатом подогреве сетевой воды (см. п. 2I.I2) производится на основе изменения расходов пара на сетевые подогреватели $\Delta D_{пс1}$, $\Delta D_{пс2}$ и изменений давлений пара в теплофикационных отборах Δp_2 и Δp_3 , определяемых путем совместного решения уравнений промежуточного отсека турбины и конденсирующей способности ПСВ (см. табл. I6).

Для режима с одноступенчатым подогревом сетевой воды изменение внутренней мощности турбоагрегата из-за изменения параметров ПСВ № I определяется по выражению п. 2I.I3.

Изменения мощности из-за увеличения протечек пара через концевые уплотнения турбины рассчитываются с помощью энтальпий пара в соответствующих точках процесса расширения турбины и коэффициентов $\mathcal{Э}_j$. С помощью признаков переключений тепловой схемы и структурных характеристик учитывается конфигурация тепловой схемы турбины. Для расчета изменений мощности из-за подачи пара на каминные камеры концевых уплотнений турбины учитываются доли его расхода, идущие в ЦНД, в сальниковые подогреватели и охладители. Последние определяются по данным заводских расчетов или тепловых испытаний турбины и принимаются постоянными величинами.

При расчете изменения мощности турбоагрегата из-за подачи пара на собственные нужды из выхлопа ПТН учитываются смещения процессов расширения потоков пара, идущих на ПСВ и в конденсатор из-за изменения энтальпии смеси основного потока и пара после ПТН.

Изменение ряда параметров связано с изменением расхода потоков дренажей (конденсата), направляемых в конденсатор, или с изменением только давления пара в конденсаторе. В Типовом алгоритме изменения расхода топлива определяются для этих параметров при условиях постоянства расхода тепла из отборов на внешнее потребление и расхода пара в конденсатор $Q_т = const$, $Д_к = const$. Использование условия $Д_к = const$ вместо $Q_к = const$ для указанных параметров позволяет при обеспечении приемлемой точности упростить расчетные выражения.

Перерасход топлива рассчитывается при этом по формуле

$$\Delta B_\ell = -\Delta b \Delta N'_\ell + \frac{\Delta Q_{к\ell}\, 10^2}{7\,\eta^{пр}_к}, \quad (2.8)$$

где $\Delta Q_{к\ell}$ - изменение расхода тепла в конденсатор при отклонении от норматива анализируемого ℓ -го параметра при $Д_к = const$;

$\Delta N'_\ell$ - изменение внутренней мощности турбины при $Q_т = const$, $Д_к = const$.

Выражения (2.3-2.8) используются в Типовом алгоритме для расчета перерасходов топлива при работе турбины как в теплофикационном, так и в конденсационном режиме. Формулы для определения значений ΔN_ℓ , $\Delta N'_\ell$ и $\Delta Q_{к\ell}$ также остаются неизменными для этих режимов работы турбины.

Естественно, выражения и составляющие выражений, требующиеся только при работе в теплофикационных режимах, в конденсационном режиме не используются (зануляются).

При определении перерасхода топлива из-за изменения параметров, приводящих к изменению только давления пара в конденсаторе, формула (2.8) приводится к виду

$$\Delta B_\ell = -\Delta b_{комп}\, \Delta N''_\ell . \quad (2.9)$$

Изменение электрической мощности турбины $\Delta N''_\ell$ вследствие изменения давления в конденсаторе определяется по уравнению, аппроксимирующему универсальную кривую поправки на вакуум в широком диапазоне нагрузок конденсатора, включая минимальный расход пара в конденсатор при отключенном ЦНД.

По формуле (2.9) определяются также перерасходы топлива из-за отклонения от нормативных значений электрической мощности механизмов собственных нужд энергоблока.

При работе турбины в режиме трехступенчатого подогрева с охлаждением конденсатора только сетевой или подпиточной водой (подача циркуляционной воды в конденсатор отсутствует) изменения расхода тепла в конденсатор со сливом дренажей приводят к из-

менению нагрева сетевой (подпиточной) воды в конденсаторе на $\Delta t_{вп}$ и, соответственно, ее температуры перед ПСВ (вакуумными деаэраторами). Последнее приводит к изменению расхода тепла с паром регулируемых отборов на подогрев сетевой воды в ПСВ и к изменению давления пара в конденсаторе. При этом перерасход топлива должен определяться по формуле

$$\Delta B_{\ell} = -\Delta b\left(\Delta N_{\ell}' + \frac{\Delta N_{\ell}}{\eta_{эм}^{(н)}} + \Delta N_{\ell}'''\right), \quad (2.10)$$

где $\Delta N_{\ell}''' = \frac{1}{860}\Delta Q_{к\ell} э_{пс}^{ср}$ – изменение внутренней мощности турбины вследствие замещения тепла пара регулируемых отборов в ПСВ № I и 2 теплом $\Delta Q_{к\ell}$, МВт ($э_{пс}^{ср}$ – средневзвешенный коэффициент удельной выработки электроэнергии паре отборов на ПСВ № I и 2);

$\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбины, %.

Значение $\Delta N_{\ell}'''$ определяется по разности измеренного давления пара в конденсаторе $p_к$ и расчетного значения $p_к^р$, вычисляемого по формуле

$$p_к^р = f_т(t_{sк} + \Delta t_{вп}),$$

где $t_{sк}$ – температура насыщения пара в конденсаторе при фактическом давлении $p_к$.

$$\Delta t_{вп} = \Delta Д_{др}(i_{др} - t_{sк})/G_{вп},$$

здесь $\Delta Д_{др}$ – изменение расхода дренажа в конденсатор с энтальпией $i_{др}$;

$G_{вп}$ – расход сетевой (подпиточной) воды через встроенные пучки конденсатора.

В случае возможности работы турбоагрегата в режиме трехступенчатого подогрева воды, идущей на отопление, при привязке Типового алгоритма к конкретным условиям расчетные операции алгоритма в табл. 26,33,37,40 должны быть дополнены расчетами изменений мощности, расхода тепла и топлива с учетом выражения (2.10).

Для определения нормативной мощности турбоагрегата при его работе по тепловому графику вычисляется поправка на фактическую плотность регулирующей диафрагмы ЦНД. Указанная поправка вычисляется по разности нормативного и исходно-нормативного значения коэффициента плотности диафрагмы. Нормативное значение коэффициента определяется требуемым минимальным расходом пара в ЦНД по условиям недопустимости перегрева цилиндра. Исходно-нормативное значение принимается по данным расчета диаграммы режимов турбины, аппроксимация которой используется для вычисления нормативной мощности энергоблока при работе по тепловому графику.

При расчете поправки к исходной характеристике энергоблока для оптимизации режимов ТЭЦ (табл. 49) вычисление производится по разности фактического и исходно-нормативного коэффициентов плотности регулирующей диафрагмы ЦНД.

В настоящее время для турбоагрегатов Т-250-240 введен в эксплуатационную практику режим работы по тепловому графику с "отключенным" ЦНД при его вентиляции охлажденным паром верхнего теплофикационного отбора. В Типовом алгоритме поправка к мощности турбины на этот режим вычисляется по выражению, аппроксимирующему результаты предварительных расчетов (табл. II). Поправка же к расходу тепла на турбоагрегат при отключении ЦНД вычисляется с учетом изменения потерь тепла в конденсаторе до "отключения" цилиндра и после него.

Отклонение от нормативных значений некоторых показателей приводит к изменению экономичности одновременно турбинной и котельной установок. К таким показателям относятся: температура питательной воды после ПВД при ухудшении состояния и отключений последнего (по ходу воды) ПВД; состояние обводной арматуры ПВД и нагрев в калориферах.

При расчете перерасхода топлива из-за изменений температуры питательной воды в Типовом алгоритме суммируются с противоположными знаками составляющие перерасхода топлива по турбинной и котельной установкам. Составляющие экономии по котельной установке определяются на основе вычисленных понижений температуры уходящих газов при недогревах питательной воды. Аналогично определяется перерасход топлива из-за нагрева воздуха в калорифере – по сумме турбинной и котельной составляющих.

Расчетные выражения по определению изменений внутренней мощности турбоагрегатов, многократно используемые в Типовом алгоритме, представлены в табл. 2I. Выражения для расчета приростов расхода топлива $\Delta B_{комп}$ и Δb в Типовом алгоритме приведены в табл. 27.

Расчет перерасходов топлива из-за отклонения от нормативных значений анализируемых факторов котлоагрегата (табл.38 и 40) производится таким же образом, как и в [1].

Перерасходы топлива для форм технической отчетности и для общей формы по анализу эффективности работы энергоблоков рассчитываются на отпущенную электрическую тепловую энергию на основе количественной оценки отклонений фактических ТЭП от нормативных.

Общий перерасход топлива по энергоблоку рассчитывается как разница между фактическим и нормативным расходом топлива, затраченным на производство электрической и тепловой энергии.

Перерасходы топлива из-за пониженного КПД брутто котла, повышенных составляющих тепловых потерь, а также повышенного расхода электроэнергии на собственные нужды в алгоритме расчета отчетных ТЭП (см.табл. 27) распределяются между электрической и тепловой энергией пропорционально нормативным расходам топлива, затраченным на их производство.

Отдельной составляющей в табл. 38 выделен перерасход условного топлива на котел из-за пониженной экономичности турбины (т)

$$\Delta B_{K\Delta q_T} = B^{(н)}_{K\,пр\,т} - B^{(н)}_{KT},$$

где $B^{(н)}_{K\,пр\,т}$ – нормативный расход топлива на котел при фактическом состоянии турбины, определяемый путем повторного расчета нормативных ТЭП котла при фактическом состоянии турбины;

$B^{(н)}_{KT}$ – нормативный расход топлива на котел при нормативном состоянии турбины.

Перерасходы топлива по ПВК определяются аналогично перерасходам по энергетическому котлу и полностью относятся на производство тепловой энергии.

Перерасходы топлива по ТЭЦ в целом определяются как сумма перерасходов топлива, возникших на энергоблоках и пиковых водогрейных котлах, а также из-за ухудшенного состояния градирен.

Расчет перерасходов топлива из-за отклонения от нормативных значений показателей состояния градирен и циркуляционных насосов рассмотрен в разд. 3.

3. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОНДЕНСАТНО-ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ТЭЦ

3.1. Техническое состояние градирен

В качестве показателей, характеризующих техническое состояние каждой из градирен, используются фактическое и нормативное значение температур воды после них. Фактическое значение температуры определяется измерением, а нормативное – расчетом по данным "парадных" испытаний или по проектным данным при фактических внешних условиях: метеофакторах (температуре и относительной влажности воздуха, скорости ветра, барометрическом давлении расходе воды и ширине зоны охлаждения.

Аналитические выражения для расчета нормативной температуры получаются аппроксимацией указанных материалов и приводятся в табл. II.

Для анализа влияния изменения технического состояния градирен на экономичность ТЭЦ проводится последовательный пересчет значений недоохлаждения воды в каждой из градирен в изменение давления пара в конденсаторах каждого турбоагрегата, соответственно в изменение мощности турбоагрегатов и перерасходов топлива. В Типовом алгоритме проводится дифференцированный анализ влияния технического состояния каждой градирни на перерасход топлива.

Определяется также суммарный перерасход топлива при отклонении от нормативного технического состояния всех градирен в комплексе.

Изменения давления пара в конденсаторах, изменения мощности и перерасходы топлива определяются с учетом фактического состояния конденсаторов, фактических расходов пара в конденсаторы и режимов работы энергоблоков.

Расчет показателей эффективности работы градирен производится в оперативном интервале и с накоплением их за I смену, I сут, I мес. В выходной форме АЦ показываются фактические, нормативные значения температуры воды после каждой градирни, после всех градирен в комплексе, недоохлаждения воды в градирнях (разность нормативных и фактических значений температур) и перерасходы топлива.

Для оптимизации режима циркуляционных насосов нужна зависимость температуры воды после градирен в рабочем диапазоне расходов воды на градирни при их фактическом состоянии. В Типовом алгоритме она рассчитывается на основе зависимости недоохлаждения воды в каждой градирне от расхода воды. Фактическая температура воды после градирен при оптимизационных расчетах получается при этом по сумме нормативной температуры и недоохлаждения (табл. 24).

Предусматривается получение этой фактической характеристики по результатам расчетов недоохлаждения на оперативных интервалах и данных, хранящихся на внешних накопителях длительные интервалы времени (декада - месяц).

Получается фактическая характеристика градирни путем аппроксимации полиномом (см. табл. II) упорядоченных по расходам воды на градирню значений недоохлаждений воды. Полученные коэффициенты полиномов засылаются в табл. II и периодически обновляются.

3.2. Режим работы циркуляционных насосов

В качестве основы для построения алгоритма принята расчетная схема циркуляционной сети, изображенная на рисунке табл.24 (часть II). Схема включает все основные элементы, характерные для большинства циркуляционных систем современных ТЭЦ.

В целях придания алгоритму законченного вида число элементов схемы ограничивается (два конденсатора, одна градирня, конечное число трубопроводов). При возможном росте числа элементов схемы в рамках принятой типовой схемы (см. рис. 7), сущность расчета по данному алгоритму не изменится.

Приведенная в алгоритме матрица суммирования является логической информацией о соединении участков схемы. На основе этой информации устанавливается порядок проведения расчета гидравлического режима циркуляционной сети.

В алгоритме расчет гидравлического режима представлен тремя последовательными этапами:

1. Последовательно-параллельное суммирование сопротивлений участков (свертывание схемы, см. лл. 24.I-24.26).

2. Расчет режима параллельной работы насосов (см. лл. 24.30-24.38).

3. Расчет распределения расходов воды по участкам (развертывание схемы, см.лл.24.39-24.64).

По результатам расчета гидравлического режима производится расчет теплового режима конденсаторов и градирен (четвертый этап). По данным совместного расчета гидравлического и теплового режимов определяется суммарное изменение мощности циркуляционных насосов и турбоагрегатов, а также определяются другие производные величины в ТЭЦ.

В основу оптимизации режима работы системы положен анализ всех возможных вариантов состава циркуляционных насосов, часть из которых отбраковывается на стадии расчета гидравлического режима. Количество рассматриваемых вариантов состава определяется количеством насосов и их типов.

Каждому условному типу должна соответствовать одна характеристика насоса. Таким образом, один многоскоростной насос должен быть эквивалентен нескольким (по числу скоростей) типам односкоростных насосов. Аналогично осевой насос, исходя из числа фиксированных углов поворота лопастей, распадается на несколько типов условных насосов.

При расчете режима работы системы для каждого состава насосов учитываются ограничения по максимальной подаче насосов и минимально допустимому расходу воды через конденсаторы. Если эти ограничения нарушаются, то данный состав насосов считается недопустимым и осуществляется переход к рассмотрению следующего варианта состава.

Из допустимых вариантов режима работы выбирается самый невыгодный, обеспечивающий максимальную положительную разность изменений мощности на турбоагрегатах и насосах.

Каждый встроенный пучок на схеме изображается двумя участками. Это принято для удобства учета переключения пучка на параллельную работу с половинами конденсатора А и Б, что достигается заданием очень большого сопротивления для одного или другого участка пучка.

Расходы воды на собственные нужды электростанции моделируются четырьмя участками. Сопротивление этих участков, а также сопротивление градирен (четыре участка) и трубопроводов выбирается на стадии предварительного расчета.

Основными факторами, влияющими на результаты гидравлического и теплового расчета, являются фактическое гидравлическое сопротивление основных половин и встроенного

пучка конденсатора, а также степень чистоты их поверхностей нагрева. Эти данные поступают из алгоритма "Расчет тепловых и гидравлических характеристик фактического состояния конденсатора" (см.табл. I9).

Учет изменений фактической разности температур до градирен и после них при варьировании составом насосов производится на основе нормативной зависимости температуры воды после градирен и поправки к ней на фактическое состояние охладителей. Последняя получается по данным автоматизированного анализа эффективности работы градирен (см.разд. 3.I).

Для анализа эффективности качества отработки на оборудовании результатов оптимизации режимов работы насосов определяется перерасход топлива ΔB путем сравнения показателей оптимального режима с показателями режима, рассчитанного при фактическом составе циркуляционных насосов.

Расчет перерасхода топлива показателей производится в оперативном интервале и с накоплением за I смену, I сут, I мес.

В выходной форме АЦ вместе с перерасходом топлива приводится абсолютное отклонение фактического расхода циркуляционной воды от нормативного, а также нормативный (оптимальный) и фактический составы работающих насосов.

Показатели состава насосов выдаются только в оперативном интервале времени и в накоплении не участвуют.

Также не накапливаются и не показываются в выходной форме фактический и нормативный расходы воды, так как на оперативном интервале их разность может изменять знак. Поэтому накапливается лишь абсолютное значение отклонения расходов.

4. РАСЧЕТ ОТЧЕТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ОБЪЕМЕ ФОРМЫ № 3-ТЕХ (ЭНЕРГО)

4.I. Фактические технико-экономические показатели

Массив исходной информации для расчета фактических ТЭП, а также всех задач анализа технического состояния оборудования и оптимизационных задач приведен в табл. 22, которая включает в себя результаты предварительной обработки измеряемой информации, данные табл. 6, а также ряд величин, рассчитанных в предыдущем первичном интервале. Кроме измеряемой информации для расчета ТЭП и других задач Типового алгоритма используются постоянные величины, перечень которых приведен в табл. 5.

Вследствие наличия на отопительных ТЭЦ развитых связей по сетевой воде расчет ТЭП производится раздельно для энергоблока, включающего котельную и турбинную установки (табл. 25 и 28), каждого ПВК в отдельности (табл. 43 и 46) и ТЭЦ в целом (табл. 47 и 48).

Состав и методы вычисления фактических ТЭП регламентированы действующей инструкцией [37] . Объем рассматриваемых и анализируемых показателей расширен, с расчетом на применение ИВК.

Особенности расчета ТЭП котельной установки в АСУ ТП подробно изложены в [I] . В настоящей работе для предварительного определения расхода топлива и доли твердого топлива при сжигании раздельно или в смеси с газом и мазутом принято использование расчетного значения КПД. При определении значений присосов воздуха в переменных режимах, кроме паровой нагрузки котла, учтено также влияние разрежения в соответствующих точках газового тракта.

Для определения доли СН котельной установки в общестанционных затратах тепла и электроэнергии на СН используются удельные затраты тепла (электроэнергии) на подготовку I т мазута, твердого топлива, химически обессоленной воды для цикла, химически очищенной воды для подпитки теплосети и циркуляционной воды (см. табл. 9). Такие показатели достаточно стабильны и могут нормироваться по ТЭЦ (очереди).

Тепловая нагрузка ПСВ вычисляется по балансу ПСВ. В отпуске тепла учитывается также нагрев сетевой воды в насосах.

Расходы электроэнергии на СН энергоблока рассчитываются следующими способами:

– по показаниям датчиков мощности, которыми оснащаются крупные механизмы энергоблока;

– на основе удельных показателей, позволяющих учесть затраты электроэнергии на подготовку топлива, химически обессоленной

и химически очищенной воды для данного энергоблока;

- по доле общестанционных затрат электроэнергии на механизмы и устройства, не оснащенные индивидуальными датчиками.

Последняя составляющая определяется следующим образом. Из суммарной мощности трансформаторов СН ТЭЦ вычитается мощность всех механизмов СН энергоблоков, оснащенных индивидуальными датчиками, и трансформаторов СН мазутного хозяйства, топливоподачи, водоподготовительной установки. Эта мощность распределяется между энергоблоками пропорционально теплопроизводительности котла. В свою очередь полученная мощность для данного энергоблока распределяется между котельными и турбинными СН пропорционально относимой к ним номинальной мощности электродвигателей.

Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу (см. п.25.67) определяется на основе коэффициентов удельной теплофикационной выработки электроэнергии паром отборов [24], рассчитываемых в отдельной подпрограмме для данного режима энергоблока и используемых также в задачах анализа ТЭП и технического состояния оборудования. Кроме основных потоков (в подогреватели сетевой воды), учитываются также потоки пара на калориферы и РУ 40/13.

Переток тепла для данного энергоблока (см. п.25.62) определяется по разности затрат тепла соответствующими потребителями СН и расхода тепла на СН данного энергоблока. Если $\Delta Q_{перет} > 0$, имеет место переток тепла на данный энергоблок, а при отрицательных значениях - переток тепла от данного энергоблока. В первом случае в баланс рассматриваемого энергоблока включается, а во втором случае из баланса исключается эквивалентное перетоку количество условного топлива (см. п. 25.79).

Внутристанционные потери пара и конденсата в общем случае не могут быть представительно определены для отдельного энергоблока ввиду наличия перетоков тепла между энергоблоками. Эти потери находятся в целом по ТЭЦ по добавке химически обессоленной воды в алгоритме расчета ТЭП ТЭЦ (см.табл. 47 и 48).

Отпуск тепла от ТЭЦ (см.п. 47.4) рассчитывается в соответствии с действующей инструкцией [32], в которой приведены соответствующие формулы в зависимости от конкретного объема измерений на тепломагистралях.

По данному алгоритму выполнен расчет контрольного примера применительно к энергоблоку с турбиной Т-250-240 (см. графу 6 табл. 25) для режима работы энергоблока по электрическому графику с двухступенчатым подогревом сетевой воды при работе котла на газе (70%) и мазуте (30%).

4.2. Нормативные технико-экономические показатели

Алгоритм расчета нормативных ТЭП представлен в табл. 26. Взаимосвязанными этапами алгоритма являются определение нормативных ТЭП турбины, котла и энергоблока в целом.

Состав и методы расчета нормативных ТЭП соответствуют действующим инструктивным и методическим материалам по нормированию и составлению технической отчетности. Расчет нормативных ТЭП производится для тех же временных интервалов, что и по фактическим ТЭП.

По турбине алгоритмом предусматривается определение нормативных ТЭП для следующих режимов работы:

- конденсационного;
- теплофикационного с одно- и двухступенчатым подогревом сетевой воды (электрический и тепловой график);
- теплофикационного с трехступенчатым подогревом сетевой воды.

Исходными данными для расчета нормативных ТЭП являются функциональные зависимости в объеме нормативных характеристик котла и турбины (см.табл. II), аппроксимированные в виде степенных полиномов. Кроме того, в расчете используются отдельные фактические ТЭП и параметры технологического процесса, характеризующие внешние, не зависящие от персонала, условия эксплуатации.

К внешним условиям эксплуатации относятся:

- температура и расход охлаждающей воды;
- структура сожженного топлива и его качество (зольность, влажность, теплота сгорания);
- температура холодного воздуха на стороне всасывания дутьевых вентиляторов;
- электрическая нагрузка - при работе энергоблока в конденсационном режиме;
- тепловая нагрузка - при работе энергоблока по тепловому графику;

– электрическая и тепловая нагрузка – при работе энергоблока по электрическому графику;

– $\cos\varphi$ генератора.

Кроме того, при определении нормативных ТЭП турбины учитываются нормативные значения параметров, оговоренные в условиях построения исходно-нормативных характеристик:

– потери давления в тракте промперегрева;

– впрыск расчетного количества питательной воды в промежуточный пароперегреватель;

– отпуск тепла на нерегулируемых отборах;

– скользящее давление свежего пара;

– направление возврата конденсата греющего пара сетевых подогревателей и др.

Выбор вида расчетных формул, а также подбор необходимых для конкретного режима работы энергоблока функциональных зависимостей производится по усредненным за первичный интервал значениям признаков работы турбины в i -м режиме (K_i) .

Если $K_i = 1$, то формируется признак $R_i = 1$, с помощью которого производятся необходимые изменения в алгоритме.

Расчет нормативных ТЭП начинается с определения расхода тепла на турбину. При этом основными расчетными операциями являются определение исходно-нормативного расхода тепла и расхода тепла, приведенного к фактическим внешним условиям эксплуатации и нормативным значениям параметров, оговоренных в исходных условиях.

Необходимые пояснения к этим расчетным операциям применительно к конкретным режимам работы приводятся ниже.

Для конденсационного режима работы в качестве исходной зависимости используется аналитическое выражение энергетической характеристики (Гкал/ч)

$$Q_0 = Q_0^{xx} + \Delta q_{кн(1)} N_T + \Delta q_{кн(2)} (N_T' - N_T),$$

где Q_0^{xx} – условный расход тепла на холостой ход турбины, Гкал/ч;

N_T – фактическая мощность турбины, МВт;

$\Delta q_{кн(1)}, \Delta q_{кн(2)}$ – относительные приросты расхода тепла на выработку электроэнергии до точки излома энергетической характеристики и после нее, Гкал/(МВт·ч);

N_T' – мощность, при которой наступает излом энергетической характеристики, МВт.

Расход свежего пара на турбину определяется по зависимости (т/ч)

$$Д_0 = f(N_T).$$

При работе турбины в теплофикационном режиме с одно- и двухступенчатым подогревом сетевой воды основной исходной зависимостью является аналитическое выражение диаграммы режимов.

Способы математического описания диаграмм режимов зависят от форм их представления. В Типовом алгоритме в табл. II приведены уравнения, описывающие в рабочем диапазоне тепловых и электрических нагрузок диаграмму режимов турбины Т-250/300-240 с достаточной степенью точности.

При работе турбины по тепловому графику расход пара на турбину определяется по зависимости т/ч)

$$Д_0 = f(N_T^T, p_{отб}^{(н)}); \quad N_T^T = f(Q^{от}),$$

где N_T^T – мощность турбины при работе по тепловому графику, МВт;

$Q^{от}$ – отпуск тепла из отборов, Гкал/ч;

$p_{отб}^{(н)}$ – нормативное давление пара в отборе (верхнем или нижнем), МПа (кгс/см^2).

При работе турбины по электрическому графику расход свежего пара является функцией трех переменных (т/ч):

$$Д_0 = f(N_T, Q^{от}, p_{отб}^{(н)}).$$

Применительно к диаграмме режимов турбины Т-250/300-240 эта функциональная зависимость может быть заменена следующими более простыми зависимостями:

$$Д_0 = f(N_T^{T(ф)}, p_{отб}^{(н)}), \text{ т/ч};$$

$$N_T^{T(ф)} = f(Q_{ф}^{от}, p_{отб}^{(н)}), \text{ МВт};$$

$$Q_{ф}^{от} = \frac{N_T^{р} - b_1^{ТН}}{K_1^{ТН} + 0{,}14}, \text{ Гкал/ч}$$

$$N_T^{р} = N_T + 0{,}14 Q_{от}, \text{ МВт};$$

$$b_1^{ТН} = f(p_{отб}^{(н)}), \quad K_1^{ТН} = f(p_{отб}^{(н)}),$$

где $Q_{ф}^{от}$ – фактический отпуск тепла из отборов турбины (Гкал/ч), определяется по нижнему квадранту диаграммы режимов как ордината точки пересечения линий расчетной мощности и мощности, развиваемой при работе по тепловому графику;

$N_{т}^{т(ф)}$ – фактическая мощность турбины, развиваемая при работе по тепловому графику при $Q_{ф}^{от}$ и $p_{отб}^{(н)}$, МВт;

$N_{т}^{р}$ – расчетная мощность турбины, МВт;

$b_{1}^{тн}$, $K_{1}^{тн}$ – расчетные параметры.

При двухступенчатом подогреве сетевой воды дополнительно вводятся зависимости, характеризующие работу турбины в зоне естественного повышения давления в верхнем отборе (МВт):

$$N_{т}^{гр} = S_{1} + 0{,}6667(Q^{от} - 150),$$

$$S_{1} = f(p_{3}^{(н)}),$$

где $N_{т}^{гр}$ – граничная мощность турбины, при которой при заданном отпуске тепла наступает естественное повышение давления в отборе, МВт;

S_{1} – граничная мощность турбины при отпуске тепла $Q_{min}^{от}$, ограничивающем нижнее поле диаграммы режимов (для Т-250/300-240 $Q_{min}^{от}$ = 150 Гкал/ч), МВт.

При $N_{т} > N_{т}^{гр}$ турбина работает с естественным повышением давления в регулируемом верхнем отборе, которое рассчитывается по зависимости

$$p_{отб}^{тн} = f(S_{2}), \quad \text{кгс/см}^{2};$$

$$S_{2} = \left[N_{т} - 0{,}6667(Q^{от} - 150)\right] 10^{-2},$$

где S_{2} – расчетный параметр, МВт.

По определенному таким образом давлению пара в верхнем отборе рассчитывается расход пара на турбину по зависимостям, аналогичным зависимостям для одноступенчатого режима.

Для турбины Т-250/300-240 расход тепла на выработку электроэнергии рассчитывается по формуле (Гкал/ч)

$$Q_{э} = Q_{э}^{хх} + \Delta q_{т}^{т} N_{т} + \Delta q_{т}^{э}(N_{т} - N_{т}^{т}),$$

где $\Delta q_{т}^{т}$ – относительный прирост расхода тепла на выработку электроэнергии по тепловому графику, Гкал/(МВт·ч);

$\Delta q_{т}^{э}$ – то же при работе турбины по электрическому графику, Гкал/(МВт·ч).

При работе турбины в теплофикационном режиме с трехступенчатым подогревом сетевой воды расход тепла на выработку электроэнергии рассчитывается по формуле (Гкал/ч)

$$Q_{э} = \frac{86}{\eta_{эм}} N_{т} + \Delta Q_{т},$$

где $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбины, %;

$$\eta_{эм} = \frac{N_{т} 10^{2}}{N_{т} + \Delta N_{ген} + \Delta N_{мех}},$$

$\Delta N_{ген}$ – электрические потери генератора, МВт;

$\Delta N_{мех}$ – механические потери турбины, МВт;

$\Delta Q_{т}$ – потери тепла турбиной с излучением, Гкал/ч (принимаются как постоянная величина).

Расход тепла на турбину, приведенный к фактическим внешним условиям эксплуатации и нормативным значениям параметров, оговоренных в исходных условиях, рассчитывается по формуле (Гкал/ч)

$$Q_{0}^{(н)} = Q_{0}^{1(н)} + \sum_{i=1}^{n} Q_{i} + \sum_{j=1}^{m} \Delta N_{j} \Delta q \eta_{эм} + \sum_{j=1}^{m} \Delta Q_{кj},$$

где $Q_{0}^{1(н)}$ – расход тепла на турбину при расчетных условиях диаграммы режимов, Гкал/ч;

Q_{i} – отпуск тепла из i-го нерегулируемого отбора, Гкал/ч;

ΔN_{j} – изменение внутренней мощности турбины, вызванное отклонением фактического значения j-го фактора от расчетного (МВт), рассчитывается по уравнениям изменения мощности турбины (см. табл. 21);

Δq – относительный прирост расхода тепла турбиной, Гкал/(МВт·ч);

$\Delta Q_{кj}$ – изменение потерь тепла в конденсаторе турбины при отклонении j-го фактора от расчетного, Гкал/ч.

Вопросы определения значения ΔN_{j}, Δq и ΔQ_{j} рассмотрены в разд. 2.13.

Определение нормативных ТЭП котла про-

выводится по его нормативной теплопроизводительности по соответствующим функциональным зависимостям. Нормативная теплопроизводительность котла рассчитывается по уравнению теплового баланса (Гкал/ч)

$$Q_к^{бр} = Q_а^{(н)} + Q_т^{сн(н)} + Q^{от} + Q_{пот}^{от} + Q_к^{сн(н)} + Q_{тп}^{пот(н)},$$

где $Q_т^{сн(н)}$, $Q_к^{сн(н)}$ – нормативные расходы тепла на СН турбины и котла, Гкал/ч;

$Q_{пот}^{от}$ – потери, связанные с отпуском тепла (Гкал/ч), принимаются по расчету фактических ТЭП;

$Q_{тп}^{пот(н)}$ – потери тепла теплового потока, Гкал/ч.

Последовательность расчетных операций и расчетные формулы по определению основных нормативных ТЭП котла соответствуют принятым в [I].

По ПВК алгоритмом предусматривается вычисление следующих нормативных показателей: КПД брутто и составляющих потерь тепла, расходов топлива на котел и электроэнергии на СН; КПД нетто ПВК определяется в соответствии с принятой методикой отнесения расхода электроэнергии на СН ПВК к расходу электроэнергии на теплофикационную установку. Расчет нормативных ТЭП ПВК производится на основе соответствующих функциональных зависимостей по его фактической нагрузке.

4.3. Показатели пуска и останова энергоблоков

Определяются аналогично [I] с учетом особенностей расчета показателей теплофикационных энергоблоков.

Предусматривается определение расходов тепла, топлива и электроэнергии энергоблоком. Все расходы энергии во время пуска относятся на производство электроэнергии.

В Типовом алгоритме предусмотрено наличие в тепловой схеме электростанции общестанционного коллектора с давлением пара I,3 МПа (I3 кгс/см^2) и общеблочного коллектора, связанных между собой перемычкой, и подачи в тепловую схему химически очищенной воды с предусмотренным схемой измерений измерением расхода.

Перетоки тепла между энергоблоками определяются из теплового баланса коллекторов СН энергоблока.

Расчеты по пусковому алгоритму начинаются с момента формирования признаков наличия охлаждения основной поверхности конденсатора (K_{43} = I) и подачи пара на один из эжекторов (K_{49} = I или K_{50} = I). При этом формируется признак (K_{54} = I), который включает в работу пусковую программу. Продолжительность периода опроса датчиков, первичного интервала обработки и расчета во время пуска остается такими же, как для основного алгоритма. Расчеты по пусковому алгоритму заканчиваются при достижении в первичном интервале электрической нагрузки, равной 30% номинальной. В этот момент формируется признак (K_{55} = I), который включает в работу основную программу.

Порядок расчета расходов топлива и энергии во время пусков представлен в табл.29.

Расчет расходов топлива производится прямым измерением расхода мазута или газа по расходомерам малого расхода.

Все показатели, рассчитанные по пусковому алгоритму, накапливаются в абсолютных значениях и учитываются в месячном интервале.

В табл. 30 приводится алгоритм учета расходов топлива и энергии на пуски и остановы в месячных накапливаемых фактических показателях, который осуществляется перед расчетом месячных относительных показателей.

Для сопоставления качества пусков рассчитываются условные потери топлива при пуске и удельный расход топлива на отпущенную за время пуска электроэнергию. Эти показатели внесены в табл. 29 (см.пп. 29.II и 29.I2) и после завершения каждого пуска автоматически выводится на печать.

При расчете потерь топлива при пуске условно принято, что удельный расход топлива на отпускаемую энергоблоком электроэнергию за период пуска равен нормативному значению при 30%-ной нагрузке энергоблока. Этот удельный расход в конкретных условиях принимается постоянным.

Расчет расходов топлива, тепла и электроэнергии при останове энергоблока осуществляется по тому же алгоритму, что и при пуске (см. табл. 29). Отличие учтено соответствующими признаками. Предусмотрены два вида останова: от воздействия на автомат безопасности (вручную или от технологических защит) и плановый останов с постепенной разгрузкой. В зависимости от вида останова автоматически

"закупаются" те или иные члены формул вычислений, приведенных в табл. 29.

Переход с основной программы расчета к остановочной определяется либо признаком срабатывания автомата безопасности ($K_{61} = 1$), либо признаком снижения нагрузки энергоблока ниже 30% ($K_{55} = 1$). При останове энергоблока автоматом безопасности расход топлива на котел не измеряется. При останове энергоблока с последующей разгрузкой расход топлива определяется прямым измерением.

Выработка электроэнергии энергоблоком рассчитывается до момента отключения генератора от сети ($K_7 = 0$).

Расход электроэнергии на СН определяется до момента формирования признаков $K_{43} = 0$ и K_{49} или $K_{50} = 0$.

Рассчитанные за время останова показатели накапливаются и после полного останова энергоблока автоматически выводятся на печать. Накопленная информация учитывается при расчете месячных показателей (см. табл. 30). Форма ПЭ - информация о ТЭП пуска (останова) энергоблока (см. табл. 29) автоматически выводится на печать после завершения пуска (останова).

5. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭКОНОМИЧНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ ПО ОПЕРАТИВНО-РЕГУЛИРУЕМЫМ ПАРАМЕТРАМ

5.1. Организация расчетов

В табл. 40 представлен алгоритм расчета перерасходов топлива из-за отклонения от нормы тех параметров, которые поддаются воздействию оператора, т.е. оперативно-регулируемых. Сравнение этих перерасходов топлива между собой позволяет установить целесообразную очередность по приведению отклонившихся параметров к нормативным значениям. Кроме того, в ходе технологического процесса определяются нормативные значения регулируемых параметров, которые при их выдаче на ЭИМ могут восприниматься персоналом как советы по ведению экономичного режима работы энергоблока [19].

На рис. 11 показана блок-схема машинной программы расчета ТЭП, которая должна составляться на базе Типового алгоритма. После расчета ТЭП за первичный интервал производится фильтрация ТЭП по значениям перерасходов топлива, при которых "закупаются" несущественные перерасходы топлива или их отрицательные значения. Отрицательные перерасходы топлива могут получаться в ИИК вследствие неточности измерений параметров или из-за значений регулируемых параметров, при которых возникает экономия топлива в ущерб надежности оборудования (например, при фактических значениях начальных параметров пара больших, чем их нормативные значения).

Для лучшего восприятия результирующей информации расчета ТЭП и ее "отработки" при воздействии оператором на объект управления на ЭИМ автоматически каждые 15 мин выводятся ТЭП лишь по тем факторам, по которым допущен наибольший перерасход топлива. Причем ТЭП располагаются на экранах ЭИМ в порядке убывания перерасходов топлива. Ввиду этого в машинной программе предусматривается сортировка ТЭП по значениям перерасходов топлива.

Поскольку на экран ЭИМ выводятся результаты решения и других задач АСУ ТП, объем рабочего поля ЭИМ, занимаемого результатами расчета ТЭП, ограничен. С учетом указанных обстоятельств количество факторов, по которым на экран автоматически выводятся ТЭП, принимается равным 3-5. Результаты расчетов по остальным факторам при этом могут быть при необходимости выведены оператором на экраны ЭИМ по "вызову".

Результаты расчета ТЭП, автоматически выводимые на ЭИМ, высвечиваются на экранах в течение всего первичного интервала и автоматически обновляются при получении новых результатов расчета.

Вычисляемые ТЭП по оперативно-регулируемым параметрам могут быть использованы для оценки качества работы оперативного персонала. Поэтому ТЭП, определяемые в первичном интервале, накапливаются.

Итоговые ТЭП по оперативно-регулируемым параметрам выводятся на экраны ЭИМ и на бланки печати в различных формах (см. разд. 10).

5.2. Расчет технико-экономических показателей котельной установки

К оперативно-регулируемым параметрам котельной установки отнесены:

- коэффициент избытка воздуха в топке;
- температура воздуха перед воздухоподогревателями;
- разрежение в верху топки.

Коэффициент избытка воздуха в топке (см. пп.25.26, 26.107). Изменение избытка воздуха в топке вызывает изменение:

- объема и температуры уходящих газов;
- потерь тепла с химической и механической неполнотой сгорания;
- аэродинамического сопротивления тракта газов и воздуха;
- затрат энергии на тягу и дутье.

Объемная составляющая избытка воздуха в топке включает в себя объемную составляющую присосов в систему пылеприготовления и топку. Чтобы избежать увеличения объема расчетных операций, учитываются наиболее существенные составляющие влияния параметра на объем и температуру газов, отнесенных к потерям 2 (см. п.38.19).

Температура воздуха перед воздухоподогревателями (см. пп.22.207 и 5.82). При нормировании степени подогрева воздуха рециркуляцией $\Delta t_{рец}$ и в калориферах $\Delta t_{кф}$ рассматриваются варианты (см. пп. 38.3 и 38.4): первый – $t_{хв} \geqslant t_{в}^{\prime(н)}$, нормативный подогрев отсутствует; второй – $t_{хв} < t_{в}^{\prime(н)}$; при работе калориферов $\Delta t_{кф}^{н} = t_{в}^{\prime(н)} - t_{хв}$; при работе циркуляции $\Delta t_{рец}^{н} = t_{в}^{\prime(н)} - t_{хв}$; при совместной работе $\Delta t_{рец}^{н} = \frac{t_{в}^{\prime(н)} - t_{хв}}{t_{вп} - t_{хв}} \Delta t_{рец}$; $\Delta t_{кф}^{н}$ определяется аналогично.

Подогрев воздуха рециркуляцией изменяет:

- объем воздуха и аэродинамическое сопротивление тракта воздуха;
- температуру уходящих газов и аэродинамическое сопротивление тракта газов на участке изменения температуры;
- расход энергии на тягу и дутье.

Подогрев воздуха в калориферах изменяет:

- температуру уходящих газов и аэродинамическое сопротивление тракта газов на участке изменения температуры;
- расход энергии на тягу.

Перерасход топлива (см. пп.38.19 и 38.42) определяется с учетом наиболее существенных составляющих влияния – изменения температуры

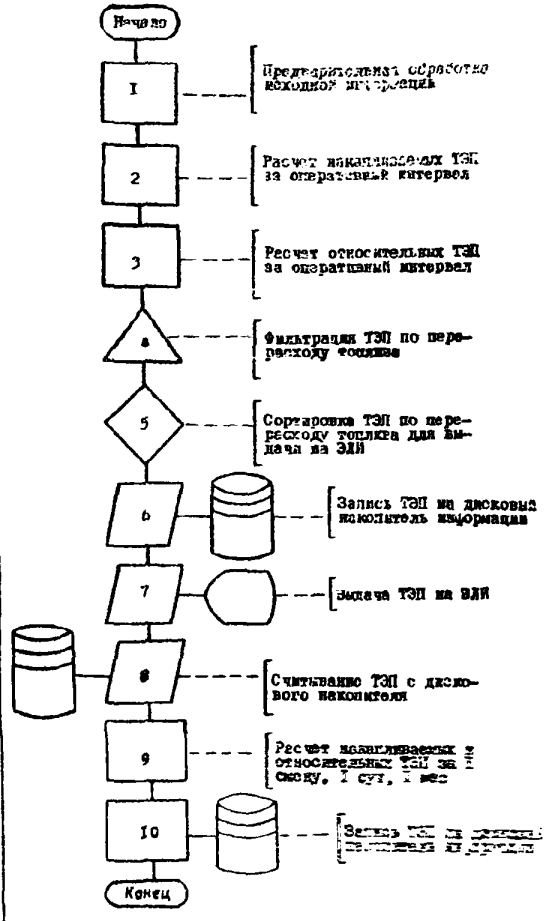


Рис.II. Блок-схема машинной программы расчета ТЭП для анализа оперативно-регулируемых параметров

уходящих газов (для подогрева в калориферах – изменение располагаемой теплоты сгорания топлива), отнесенных к потерям q_2. По энергоблоку определяется комплексная поправка, включающая турбинную составляющую.

Разрежение в верху топки (см. п.22.441 и 5.141). При росте разрежения факел в топке смещается вверх, присосы в низу топки увеличиваются, температура уходящих газов растет. При переходе на избыточное давление факел смещается вниз, присосы уменьшаются, температура уходящих газов понижается. Так как одновременно происходит выбивание горячих газов в котельную, перерасход топлива по фактору определяется только при увеличении разрежения (см. пп.38.19 и 38.42).

5.3. Расчет технико-экономических показателей турбоагрегата и энергоблока

5.3.1. Показатели эффективности регулирования параметров пара и воды

В табл. 40 определяются показатели для анализа качества регулирования впрыска питательной воды в промежуточный пароперегреватель котла, давления воды после питательных насосов, расходов конденсата ПСВ №1 и 2 на обессоливание, определяются также показатели для анализа эффективности осуществляемого способа регулирования мощности энергоблока (при скользящем или постоянном давлении свежего пара).

Влияние на экономичность энергоблока отклонений от нормативных значений температуры и давления свежего пара перед стопорными клапанами турбины, температуры пара перед стопорными клапанами ЦСД и сопротивления в тракте пароперегрева определяются в табл. 27.

Давление на стороне нагнетания питательных насосов может отличаться от нормативного из-за нерасчетного перепада давлений на регуляторе питания котла, прикрытия каких-либо задвижек по тракту и др. При изменении давления на стороне нагнетания питательных насосов изменяется расход пара на приводную турбину ПТН. Перерасход топлива из-за этих отклонений определяется аналогично перерасходу топлива из-за изменения КПД ПТН.

Порядок расчетов для анализа отклонений от нормы расхода впрыскиваемой воды приведен в пп. 40.4-40.7.

Нормативные расходы конденсата ПСВ № 1 и 2 на обессоливание определяются в табл.21.

Перерасходы топлива из-за отклонения от нормативов расхода конденсата ПСВ на обессоливание в табл. 40 определяются на основе вычисленных удельных изменений мощности турбоагрегата и фактических и нормативных расходов конденсата ПСВ № 1 и 2 на обессоливание (см. разд. 2.6, табл. 21).

Порядок расчета изменения экономичности при отклонении от нормы расхода конденсата ПСВ приведен в пп. 40.9-40.15.

Для ряда типов теплофикационных энергоблоков имеется возможность регулирования мощности при скользящем давлении свежего пара.

В Типовом алгоритме для анализа эффективности осуществляемого способа регулирования мощности энергоблока определяется соответствующий перерасход топлива и формируется сообщения персоналу о фактическом и нормативном способах регулирования мощности.

Перерасход топлива вычисляется в следующих случаях:

- если при расходах пара на турбину меньших, чем $D_{СК}$ (равном 75-80% номинального расхода пара), энергоблок работает при постоянном начальном давлении пара вместо скользящего;

- если при расходе пара на турбину больших, чем $D_{СК}$, энергоблок работает при скользящем начальном давлении пара вместо работы при постоянном давлении.

Расчет производится по уравнениям, аппроксимирующим результаты предварительных тепловых расчетов или экспериментов (см. табл.II) с использованием структурных характеристик $X_{14(1)}$, $X^{(H)}_{14(1)}$. Сообщения персоналу о фактическом и нормативном способах регулирования мощности формируются по фактическим и нормативным значениям соответствующей структурной характеристики в символьном виде: СД - скользящее давление; ПД - постоянное давление.

5.3.2. Показатели эффективности структуры тепловой схемы и СН

Расчетные операции по вычислению показателей эффективности структуры тепловой схемы и СН приведены в табл. 40. В ней определяются перерасходы топлива из-за отклонения от нормативов: направлений слива дренажа из ПНД и ПВД; способа питания паром деаэратора 7 кгс/см^2, концевых уплотнений турбины, главных эжекторов, калориферов котла, а также состава работающих главных эжекторов и насосов.

При определении перерасхода топлива из-за отклонения от нормативных составов главных эжекторов учитывается, с одной стороны, экономия топлива от понижения давления в конденсаторе при увеличении количества работающих эжекторов, с другой стороны - перерасход топлива из-за увеличения расхода пара на эжекторы. Изменение экономичности при отклонении от нормы способа подачи пара

на основные эжекторы рассматривается отдельно.

Для выдачи на экраны ЭЛИ и на бланки печати информации о фактических и нормативных переключениях тепловой схемы в алгоритме формируются на основе фактических и нормативных структурных характеристик соответствующие символьные сообщения:

– П3, П4, П5, П6, Д, ДОК – слив конденсата из подогревателей производится соответственно в ПНД № 3, 4, 5 и № 6, в деаэратор, в линию основного конденсата;

– О 6 ОД, Д, ПТН, К-I3 – питание элементов тепловой схемы производится соответственно из отбора на ПНД № 6, из отбора на деаэратор, из деаэратора, выхлопа ПТН, из коллектора I3 кгс/см^2;

– I3,23, 33 – работают соответственно один, два, три главных эжектора;

– IH, 2H – работают соответственно один, два насоса.

6. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УЗЛОВ ТУРБОАГРЕГАТА

6.I. Подогреватели сетевой воды

Эффективность работы ПСВ оценивается на основе сопоставления характеристик, определяющих нормативное и фактическое состояние основных элементов сетевой установки – поверхностей нагрева каждого подогревателя, арматуры группового и индивидуального байпасов, паропровода ПСВ № 2 при одно-, двух- или трехступенчатом подогреве сетевой воды.

При работе сетевой установки в режиме одноступенчатого подогрева сетевой воды оценивается также изменение экономичности энергоблока из-за отклонения схемы подогрева от нормативной (двухступенчатой).

В качестве характеристик состояния поверхностей нагрева подогревателей приняты относительные температурные напоры (недогрев на $I^{0}C$ нагрева воды в подогревателе), обводной арматуры – относительные расходы сетевой воды через байпасы, паропровода ПСВ № 2 – относительные (по отношению к нормативным) потери давления пара в паропроводе.

Эти характеристики позволяют судить об увеличении термического сопротивления поверхностей нагрева вследствие загрязнения трубок или нарушений в работе системы отсоса газов, о наличии перетоков воды по байпасным линиям из-за неполного закрытия или неисправности задвижек, увеличении гидравлического сопротивления паропроводов в случае неполного открытия задвижки или обратного клапана.

Значения характеристик анализируемых элементов при фактических условиях работы сетевой установки определяются расчетом на основе данных автоматических измерений, нормативные – расчетом с использованием данных испытаний или заводских расчетов при фактических условиях работы остальных элементов.

При определении всех указанных характеристик состояния в основу положена методика расчета переменных тепловых режимов с использованием безразмерных характеристик теплообменных аппаратов [6] . Нормативные значения параметров режимов α каждого подогревателя рассчитываются предварительно и вносятся в табл. 5 (методика расчета приведена в приложении I), фактические – по выражениям табл. I5 на основе измерений.

Анализ состояния арматуры обвода ПСВ №2 не производится при отключенных пиковых котлах и работе турбоагрегата в режиме естественного повышения давления (ЕПД). Групповой обвод ПСВ анализируется во всех случаях. Нормативный пропуск воды через обводную арматуру принят равным нулю.

В процессе получения характеристик рассчитываются отклонения давлений в отборах и расходов пара на каждый ПСВ от значений, соответствующих нормативному состоянию каждого анализируемого элемента. Указанные отклонения используются для расчета изменения мощности энергоблока и перерасходов топлива из-за изменения технического состояния элементов ПСВ и количества ступеней подогрева сетевой воды.

Требуемые при этом фактические и нормативные значения давлений в отборах и расходов пара на каждый подогреватель при двух-, трехступенчатом подогреве сетевой воды определяются на основе решения уравнения Стодола–Флюгеля (см. табл. I6).

Фактические значения давлений и расходов пара определяются не измерением, а ука-

заным расчетным методом (при фактическом состоянии оборудования) для того, чтобы уменьшить методическую погрешность определения перерасхода топлива.

Расчетные операции алгоритма анализа технического состояния ПСВ представлены в табл.35.

6.2. Регенеративные подогреватели

Анализ эффективности работы системы регенеративного подогрева конденсата (питательной воды) в ПНД и ПВД осуществляется на основе получения и сравнения характеристик технического состояния основных элементов – поверхностей нагрева каждого подогревателя (с питающими паропроводами), обводной арматуры группы ПВД (состояние обводной арматуры ПНД оценивается в комплексе с поверхностью нагрева), протечек пара по дренажным линиям двух последних по ходу воды ПВД при фактических схемах слива дренажа и расчета соответствующих изменений расходов топлива на энергоблок при отклонении от норматива технических характеристик указанных элементов.

Производится также оценка перерасходов топлива при различных вариантах отключения ПВД (отключение ПВД № 6, ПВД № 8, ПВД № 7 и 8, ПВД № 6-8) и при отключении ПНД.

В качестве характеристик технического состояния приняты: температуры конденсата (питательной воды) на выходе из подогревателей, расход воды через байпас группы ПВД, протечки пара по дренажным линиям ПВД № 7 и 8.

Сопоставление фактических и нормативных характеристик состояния подогревателей позволяет учитывать все возможные отклонения из-за загрязнения поверхности нагрева или нарушения работы системы отсоса газов, увеличения гидравлического сопротивления паропроводов в случае неполного открытия задвижек или обратных клапанов, выявлять и оценивать возможное перетекание воды через байпас группы ПВД из-за неисправности арматуры, перетекание пара по дренажным линиям ПВД № 7 и 8 при срыве уровня конденсата.

Расчетные операции алгоритма представлены в табл. 36.

Фактические характеристики состояния определяются измерениями.

Для вычисления нормативных характеристик состояния используются, так же как и при анализе работы ПСВ, безразмерные характеристики теплообменных аппаратов [6]. На основе этой методики получены основные расчетные выражения для пересчета режимов пароводяных подогревателей с пароохладителями и без них (табл. 36, приложение 2).

Учет нагрева воды за счет снятия перегрева пара производится при анализе технического состояния ПНД № 4 и 5 и ПВД № 6-8.

Определение значений параметров режима основной поверхности нагрева и пароохладителей при нормативном состоянии производится предварительно по выражениям, приведенным в приложении 2. Значения этих параметров вносятся в табл. 5 для использования в Типовом алгоритме.

Для оценки изменения экономичности энергоблока по каждому анализируемому фактору определяется соответствующее изменение расхода топлива.

При оценке перерасхода топлива из-за ухудшения состояния отдельных элементов ПВД и их отключений учитывается изменение КПД котла из-за изменения температуры питательной воды.

Оценка изменения экономичности энергоблока из-за переключений слива дренажей ПНД и ПВД предусмотрена в разделе анализа эффективности работы энергоблока по оперативно-регулируемым параметрам (см.табл. 40).

6.3. Проточная часть турбины

Показатели эффективности работы проточной части турбины рассчитываются в табл.33. Для анализа технического состояния проточной части определяются фактические и нормативные КПД ЦВД, ЦСД № 1 и 2, их отклонения и соответствующие перерасходы топлива. Эффективность работы турбин контролируется дополнительно по измеренным и расчетным нормативным расходам пара, подаваемым на концевые уплотнения всех цилиндров и отсасываемым из отдельных камер ЦВД и ЦСД № 1. По отклонениям этих расходов от нормативных значений определяются перерасходы топлива.

Фактические КПД цилиндров определяются по измеренным давлениям и температурам пара до цилиндров и после них.

Параметры пара перед ЦВД определяются по его состоянию до стопорного клапана. Параметры пара для определения КПД ЦСД № 2 измеряются до цилиндра и в верхнем теплофика-

ционном отборе, КПД ЦСД № 2 определяется только в режимах с наличием перегрева пара в верхнем теплофикационном отборе и при достаточно больших расходах пара в отбор на ПСВ № 2. Последнее ограничение вводится вследствие того, что при малых расходах пара в отбор возможно существенное искажающее влияние на измеряемую температуру пара в отборе за счет подмешивания пара из уплотнений предотборной ступени.

Нормативные значения КПД цилиндров и расходов пара на уплотнений (на уплотнения) определяются по данным "парадных" испытаний или типовых энергетических характеристик турбоагрегатов.

Нормативные значения КПД ЦСД № I и 2 принимаются постоянными (см. табл. 5). Нормативное значение КПД ЦВД при регулировании мощности энергоблока с поддержанием начального давления пара постоянным определяется как функция расхода пара на турбину (приведенного к номинальным начальным параметрам) с учетом поправки на давление пара в верхнем теплофикационном отборе. При работе энергоблока на скользящем начальном давлении нормативный КПД принимается постоянным.

В табл. 33 определяется также нормативное значение давления пара в регулирующей ступени ЦВД при соответствующих расходах пара с учетом поправок на отключение ПВД. Сопоставление измеренного давления пара в регулирующей ступени с нормативным значением дает дополнительную информацию о состоянии проточной части ЦВД. Разность этих давлений вычисляется во всех временных интервалах. Перерасход топлива по этому показателю не определяется.

Суммарный перерасход топлива из-за ухудшения состояния проточной части ЦВД,ЦСД и концевых уплотнений турбины определяется за оперативный, сменный, суточный и месячный интервалы расчетов, а отклонения рассматриваемых показателей от нормативных за эти интервалы определяются, как и в [I] , обратным расчетом по накопленным значениям перерасхода топлива. В первичном интервале определяется разность фактического и нормативного значений показателей и соответствующий перерасход топлива.

Расчет КПД проточной части турбины в первичных интервалах с последующим накоплением перерасходов топлива позволяет совместно с анализом расходов пара на концевые уплотнения (из уплотнений) вести непрерывный контроль за состоянием элементов проточной части. Так, изменение показателей эффективности работы проточной части до пуска (останова) турбоагрегата и после него дает основание считать, что в период указанных мероприятий в турбине могли произойти задевания вращающихся элементов о неподвижные части турбины. При этом получается дополнительная информация также для оценки качества действий персонала при пусках (остановах) оборудования.

Однако погрешность существующих штатных приборов для измерения температуры и давления пара вызывает существенные значения систематических составляющих погрешностей в определении КПД цилиндров турбины, которые затруднят использование показателей при их определении в оперативном интервале с последующим накоплением - для оценки качества ремонта проточной части турбины, оптимизации сроков ремонта и коррекции расходных характеристик энергоблоков на фактическое состояние оборудования при оптимизации режима ТЭЦ.

В этой связи в Типовом алгоритме предусматривается проведение тарировки измерительных каналов и ее учет в ИВК при усреднении измеряемых параметров в первичном интервале. Результаты тарировки учитываются в виде поправки δX к усредненному значению параметра. Поправка получается при предварительной обработке результатов тарировки измерительных каналов и их аппроксимации (с использованием стандартных программ) полиномом 3-й степени как функция среднего значения измеренного параметра [I4] :

$$\delta X = a_0 + a_1 X + a_2 X^2 + a_3 X^3 .$$

Ввиду того, что метрологические характеристики измерительных устройств изменяются во времени, расчет КПД цилиндров для оценки качества ремонта следует производить сразу же после тарировки. Для возможности учета расчетов КПД цилиндров при решении других задач АСУ тарировку каналов измерений следует производить периодически через I-2 мес в соответствии с темпом ухудшения состояния проточной части турбин.

Для учета КПД ЦСД в косвенном расчете энтальпий (см.разд. 2.3) и при коррекции расходных характеристик разность фактических и нормативных значений КПД цилиндров, полученная после тарировки каналов, выводится

из ИВК на бланках регистрации (форма А3I). В Типовом алгоритме она показывается также в перечне смешиваемых констант (см. табл. 6). При проведении следующей очередной тарировки ее значение обновляется.

Разность фактических и нормативных значений КПД ПНД энергоблока с постоянным начальным давлением пара в общем случае зависит от расхода свежего пара из-за влияния регулирующих клапанов. Ввиду этого в Типовом алгоритме предусматривается после тарировки каналов измерений расчет в ИВК разности фактических и нормативных значений КПД ПНД при нескольких значениях нагрузки энергоблока для выявления зависимости показателя от расхода свежего пара. Полученная зависимость аппроксимируется. Константы аппроксимации вводятся в табл. II. При следующей очередной тарировке они обновляются.

6.4. Питательные насосы

Показатели эффективности работы питательных электронасосов (ПЭН) рассчитываются для энергоблоков с турбоагрегатами Т-I00-I30, Т-I75-I30 и Т-I80-I30 (пп. 37.I-37.I0), питательных турбонасосов (ПТН) - для турбоагрегатов Т-250/300-240 (пп. 37.I-37.4, 37.II-37.25). Для анализа эффективности работы определяются фактические и нормативные КПД, по разности которых вычисляются перерасходы топлива.

Для ПТН определяются КПД агрегата в целом турбопривода и насоса.

Фактические КПД питательных агрегатов и их узлов определяются по значениям измеренных параметров воды и пара, нормативные - по данным "парадных" испытаний. Перерасход топлива из-за ухудшения состояния питательного агрегата определяется с учетом отклонения расхода конденсата на уплотнения питательного насоса.

Увеличение расхода конденсата сверх норматива приводит к дополнительным потерям тепла в конденсаторе из-за слива нагретого потока конденсата в расширитель конденсатора и снижения выработки электроэнергии паром отборов на ПНД при их обводе частью конденсата, сливаемого в деаэратор.

Исходным анализируемым периодом, в котором рассчитываются все показатели, является первичный интервал. В других временных интервалах расчеты производятся накопительным итогом так же, как и по КПД проточной части турбины.

Так же, как и по КПД проточной части, для использования разностей фактических и нормативных значений КПД насосного агрегата в целом, насоса и турбопривода производится расчет показателей с учетом тарировки каналов измерений.

Требуется производить тарировку следующих каналов измерений: расходов питательной воды и пара на турбопривод, температуры пара после турбопривода, давления воды после насоса и мощности электродвигателя (для ПЭН).

Организация расчетов КПД с использованием данных тарировки такая же, как и при расчете КПД проточной части ЦСД турбины.

Для коррекции расходной характеристики энергоблока на фактическое состояние оборудования в перечень смешиваемых констант Типового алгоритма (см. табл. 6) включена разность фактического и нормативного значений КПД насосного агрегата в целом.

6.5. Конденсационная установка

Для анализа эффективности работы конденсационной установки в Типовом алгоритме (см. табл.34) определяются показатели, характеризующие ухудшение термического сопротивления поверхности охлаждения и гидравлического сопротивления (по воде) конденсатора.

Термическое сопротивление характеризуется обобщенно фактическим и нормативным значениями давления пара в конденсаторе. По разности этих показателей определяется перерасход топлива $\Delta B_к^{(т)}$.

Для анализа влияния на экономичность энергоблока увеличения гидравлического сопротивления определяются фактическое и нормативное значения коэффициентов гидравлических потерь каждой половины конденсатора и соответствующие перерасходы топлива $\Delta B_к^{(нг)}$.

Для детального анализа причин отклонения от нормативного термического сопротивления конденсатора в выходной форме приводятся фактические и нормативные значения степени чистоты поверхности охлаждения конденсатора, присосов воздуха в конденсатор и температурного напора. Показываются фактические расходы пара в конденсатор и охлаждающей воды.

Из-за отклонения от нормативного значения присосов воздуха определяется пере-

расход топлива $\Delta B_к^{пр}$ по тангенсу угла наклона рабочей характеристики электронной группы с учетом фактического состава работающих эжекторов.

Суммарный перерасход топлива из-за отклонения состояния конденсационной установки от нормативного вычисляется по сумме перерасходов топлива $\Delta B_к^{(т)}$ и $\Delta B_к^{(нг)}$.

Перерасход топлива $\Delta B_к^{(нг)}$ определяется по снижению расхода охлаждающей воды на конденсатор вследствие его повышенного гидравлического сопротивления с использованием усредненного параметра $K_у$, характеризующего угол наклона напорной характеристики циркуляционных насосов.

Фактические показатели конденсатора определяются по данным измерений. Нормативные - по данным "паспортных" испытаний. Предусматривается измерение фактических присосов воздуха персоналом "вручную" с помощью дроссельных воздухомеров и введение их в ИВК раз в смену.

7. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

7.1. Состояние топки и конвективных поверхностей нагрева

Анализ состояния топки и конвективных поверхностей нагрева является частью общего анализа экономичности котельной установки, включающего в себя анализ (см. табл. 38):

- газовоздушного и аэродинамического режимов;
- изменения температуры уходящих газов;
- расхода электроэнергии механизмами тяги и дутья.

В расширенном анализе учитывается влияние следующих факторов:

- присосов в систему пылеприготовления, топку, экономайзер, золоуловители и дымососы, перетоков в воздухоподогревателе;
- разрежения в верху топки (см.разд. 5.2);
- рециркуляции воздуха, подогрева воздуха в калориферах (см.разд.5.2);
- рециркуляции газов;
- коэффициента избытка воздуха в топке (см. разд. 5.2);
- разрушения холодного пакета РВП от коррозии;
- температуры питательной воды;
- отложений по тракту газов.

Перечисленные факторы влияют на температуру уходящих газов, расход электроэнергии на тягу и дутье.

К факторам, характеризующим состояние оборудования, отнесены:

- разрушение холодного пакета РВП от коррозии;
- отложения по тракту газов.

В выходную информацию алгоритма включены:

- фактические и нормативные значения анализируемых параметров;
- фактическое и нормативное разрежение (давление) среды по тракту котла;
- фактическое и нормативное сопротивление конвективных поверхностей и увеличение сопротивления в них из-за отложений;
- поправки к температуре уходящих газов;
- перерасходы топлива, связанные с изменением потери q_2.

Влияние нагрузки на нормативные значения присосов воздуха (см. п. 38.9). Нормативное разрежение в расчетном сечении определяется как степенная функция нагрузки $S^н = K_1 Q^n$. Абсолютный объем присасываемого воздуха составляет

$$\Delta V^н = K_2 \sqrt{S^н} = K_2 K_1^{0,5} Q^{0,5n},$$

где K_1, K_2 - коэффициенты пропорциональности. Относительное значение присосов равно

$$\Delta\alpha^н = \frac{\Delta V^н}{V^0} = \frac{K_2 K_1^{0,5} Q^{0,5n}}{b_{уд} Q v^0} = \frac{K_2}{Q^{1-0,5n}}, \; K_2 \approx const,$$

где $b_{уд}$ - удельный расход топлива на выработку тепла.

Текущие нормативные присосы воздуха определяются через присосы при номинальной нагрузке

$$\Delta\alpha^н = \Delta\alpha^{н(ном)} \left(\frac{Q^{ном}}{Q} \right)^{1-0,5n}.$$

Влияние отложений на аэродинамическое состояние (см. п. 38.13). Так как влияние

отложений на порядок выше влияния изменения объема газов, рост сопротивления тракта из-за отложений и коэффициент роста отложений определяются по выражениям:

$$\delta s_{\xi} = \Delta s - \Delta s^{н}\left(\frac{v_{г}^{0}+(\alpha-1)v^{0}}{v_{г}^{0}+(\alpha^{н}-1)v^{0}}\right)^{n}, \quad \xi = 1+\frac{\delta s_{\xi}}{\Delta s^{н}},$$

где Δs и $\Delta s^{н}$ – фактическое и нормативное сопротивление поверхности;

α и $\alpha^{н}$ – фактический и нормативный коэффициенты избытка воздуха в расчетном сечении.

Влияние аэродинамического состояния на присосы воздуха (см. п. 38.10). При отсутствии измерения кислорода за воздухоподогревателями текущие присосы воздуха в конвективную шахту определяются по выражению

$$\Delta\alpha_{кш} = \Delta\alpha_{кш(из)}\sqrt{\frac{s''_{вп}}{s_{вп(из)}}}\,\frac{G_{пв(из)}}{G_{пв}},$$

где $\Delta\alpha_{кш(из)}$ – измеренные присосы воздуха при расходе питательной воды $G_{пв(из)}$ и разрежении газов $s_{вп(из)}$;

$G_{пв}$, $s''_{вп}$ – текущие значения расхода питательной воды и разрежения газов. Аналогично определяются присосы воздуха в золоуловителя.

Влияние отложений на температуру уходящих газов (см. пп.38.13 и 38.19). Отложения увеличивают термическое сопротивление поверхности нагрева и выключают из теплообмена часть поверхности при забивании золой проходного сечения. В алгоритме повышение температуры уходящих газов представлено в виде функции $\Delta\vartheta_{\xi} = f(\xi)$ на основании исследований, проведенных рядом авторов [34, 35]. Количественная сторона влияния определяется при регистрации разрежения и температуры уходящих газов до чистки и после нее.

Влияние присосов воздуха и перетоков на температуру уходящих газов (см. п.38.19). Присосы воздуха в высокотемпературной зоне повышают температуру уходящих газов [4]. В зоне экономайзера присосы воздуха не влияют на температуру газов. Перетоки в РВП понижают температуру уходящих газов.

Влияние рециркуляции газов (см.п.38.19). Включение рециркуляции газов повышает температуру уходящих газов и аэродинамическое сопротивление тракта газов.

Влияние температуры питательной воды (см. п.38.19). Понижение температуры питательной воды вызывает понижение температуры уходящих газов и наоборот. Влияние фактора наиболее значительно при отключении подогревателей воды.

Влияние присосов воздуха в систему пылеприготовления и топку (см.п.38.19). Определяется влияние присосов воздуха на температуру уходящих газов. Объемная составляющая включена в избыток воздуха в топке. Учтено подключение второй мельницы к работающей, что вызывает удвоение присосов воздуха в систему пылеприготовления.

7.2. Состояние РВП

Холодный пакет РВП при сжигании сернистых топлив разрушается практически полностью к концу срока эксплуатации. По расчетам рост температуры уходящих газов равен 0,6–0,7°С на 1% поверхности. На текущего анализа теплового баланса РВП определяется фактическая тепловоспринимающая способность в виде произведения FK (F – поверхность нагрева, K – коэффициент теплопередачи), которая сопоставляется с исходной тепловоспринимающей способностью РВП после замены набивки. Расчет производится после чистки РВП при признаке чистки РВП (см. п.6.50) ($K_{РВП} = 1$). Значение сокращения тепловоспринимающей способности РВП выводится на печать и вносится в справочник (см. п. 5.154), признак чистки "закупается".

7.3. Состояние механизмов собственных нужд

Анализу подвергается расход электроэнергии на тягу и дутье (см.пп.38.21–38.25). Сопоставляются фактический и нормативный объем среды, полное давление, КПД механизма. Нецелесообразно разбивать поправки, связанные с объемом среды и сопротивлением газовоздушного тракта, по факторам, так как это вызывает неоправданное увеличение объема расчетных операций и детализацию поправок.

Анализ проводится при условии измерения динамического давления среды до механизма и после него. При измерении статистического давления необходимо учесть поправку на динамическое давление. Динамическая составляющая в прочих сечениях тракта котла мала и ею можно пренебречь.

Состояние механизмов тяги и дутья ха-

рактеризует их КПД. Нормативный КПД определяется как функция степени загрузки механизма (см. п.38.23), фактический – на основании измерений и расчетов (см. п.38.23).

8. РАСЧЕТ ПОПРАВКИ К РАСХОДНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ ЭНЕРГОБЛОКА НА ФАКТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ

Эффективность решения одной из важнейших задач АСУ ТП – задачи оптимизации распределения нагрузки между энергоблоками – определяется точностью используемых расходных характеристик (РХ) энергоблоков, которые должны учитывать фактическое техническое состояние оборудования и фактические условия его работы.

В АСУ ТП ТЭЦ наиболее целесообразно построение фактических РХ теплофикационных энергоблоков расчетным методом путем коррекции на фактическое состояние оборудования нормативной РХ с использованием автоматизированного анализа ТЭП энергоблоков.

Автоматизированный анализ ТЭП дает объем показателей фактического состояния отдельных узлов энергоблока, позволяющих получать РХ расчетным методом с приемлемой точностью.

В ИВК нормативные РХ могут быть представлены в различной форме как функция расхода топлива на энергоблок от параметров, определяющих нагрузку энергоблоков:

$$B^{(н)}_{бл} = f(t_{пс}, G_{св}, N_т),$$

где $t_{пс}$, $G_{св}$ – температура и расход прямой сетевой воды.

Нормативная РХ может быть представлена и в виде следующей зависимости:

$$B^{(н)}_{бл} = f(p_{тв}, Q_{от}, N_т),$$

где $p_{тв}$ – давление пара в верхнем теплофикационном отборе;

$Q_{от}$, $N_т$ – тепловая и электрическая нагрузка энергоблока.

Фактическую РХ энергоблока целесообразно представить как сумму нормативной РХ и поправки к ней на фактическое состояние оборудования $\Delta B_{бл}$, выраженную также как функции параметров, определяющих нагрузку энергоблока:

$$\Delta B_{бл} = f(t_{пс}, G_{св}, N_т) \text{ или } \Delta B_{бл} = f(p_{тв}, Q_{от}, N_т)$$

Нормативные РХ могут быть получены с достаточной точностью вне системы автоматизированного анализа ТЭП. Для получения корректирующей поправки к РХ необходимы результаты автоматизированного анализа ТЭП. При этом возможно использование при их обработке статистических методов и метода, основанного на моделировании влияния изменений отдельных факторов на изменение расхода топлива.

В Типовом алгоритме приведен способ построения поправки к РХ путем моделирования влияния изменений отдельных факторов на изменение расходов топлива. При этом выполнена унификация расчетных выражений алгоритмов расчета поправки и анализа ТЭП энергоблока. Данный способ построения корректирующей поправки приведен как один из возможных вариантов без введения ограничений на использование других методов.

Для режима работы энергоблока по электрическому графику в Типовом алгоритме корректирующая поправка к расходу топлива получается в виде зависимости

$$\Delta B_{бл} = f(t_{пс}, G_{св}, N_т).$$

Для режима работы энергоблока по тепловому графику, кроме корректирующей поправки к расходу топлива, определяемой в виде зависимости

$$\Delta B_{бл} = f(t_{пс}, G_{св}),$$

получается корректирующая поправка к мощности энергоблока в виде

$$\Delta N_т = f(t_{пс}, G_{св}).$$

Все указанные зависимости рассчитываются при заданном нагреве сетевой воды в ПСВ.

Для конденсационного режима корректирующая поправочная зависимость получается как функция одной переменной:

$$\Delta B_{бл} = f(N_т).$$

В процессе расчета корректирующей поправочной зависимости определяются изменения расхода тепла на турбоагрегат ΔQ_0 (см.табл.49), КПД котла $\Delta\eta_к$, а также мощности СН энергоблока $\Delta N_{сн}$ при отклонении факти-

ческого состояния оборудования от нормативного (см. табл. 50).

Изменения расхода топлива на энергоблок получаются на основе указанных промежуточных значений по формуле (табл. 51)

$$\Delta B_{бл} = \frac{10^2}{7\eta_к\eta_{тп}}\left(\Delta Q_0 + Q_0\frac{\Delta\eta_к}{\eta_к} + \Delta q\Delta N_{сн}\right).$$

Расход тепла от котла Q_0 при каждой заданной нагрузке энергоблока определяется на основе функциональных зависимостей нормативной энергетической характеристики турбоагрегата, использующихся при расчете нормативных отчетных ТЭП, с учетом суммы поправок ΔQ_0. Для режимов работы турбоагрегата по тепловому графику корректирующая поправка к электрической мощности энергоблока определяется как сумма изменений электрической мощности турбины и мощности СН. При этом составляющая $\Delta q\Delta N_{сн}$ из выражения для расчета перерасхода топлива $\Delta B_{бл}$ исключается.

В Типовом алгоритме результаты расчета корректирующей поправочной зависимости представлены в матричном виде (форма РК).

На рис. 12 представлена блок-схема алгоритма расчета поправочной зависимости к РК энергоблока.

Входная информация включает измеряемые параметры, показатели состояния узлов, полученные при автоматизированном анализе ТЭП и режимные параметры R.

В Типовом алгоритме предусматривается расчет поправки к расходной характеристике энергоблока для следующих режимов работы:

- конденсационного ($R_к$ = I);
- с одноступенчатым подогревом сетевой воды по тепловому графику ($R^1_т$ = I);
- с одноступенчатым подогревом сетевой воды по электрическому графику ($R^1_э$ = I);
- с двухступенчатым подогревом сетевой воды по тепловому графику ($R^2_т$ = I);
- с двухступенчатым подогревом сетевой воды по электрическому графику ($R^2_э$ = I);
- трехступенчатым подогревом сетевой воды по тепловому графику ($R^3_т$ = I).

Массив указанных режимных параметров формируется в зависимости от необходимости учета при оптимизации тех или иных режимов. Режимные параметры R являются признаком необходимости расчета данного режима и вводятся вручную или автоматически. При формировании массива необходимо соблюдать следующий порядок их записи: $R_к, R^1_т, R^1_э, R^2_т, R^2_э, R^3_т$. В массиве параметры R имеют значения I или 0.

Корректирующая поправочная зависимость учитывает отклонения от значений, при которых построена нормативная РК, следующих параметров:

- температуры и давления свежего пара;
- потери давления в тракте промперегрева и температуры пара после промперегрева;
- КПД проточной части ЦВД и ЦСД;
- КПД турбопривода и питательного насоса;
- расхода воды через обводную арматуру ПВД;
- расходов пара через концевые уплотнения ЦВД и ЦСД;
- температурных напоров регенеративных и сетевых подогревателей;
- показателей состояния конденсационной установки;
- показателя плотности регулирующей диафрагмы ЦВД;
- присосов воздуха в газовоздушный тракт котла;
- температуры уходящих газов вследствие загрязнения поверхностей нагрева котла и сокращения поверхности нагрева РВП;
- мощности тягодутьевых механизмов из-за увеличения расхода воздуха, газов и аэродинамического сопротивления конвективных поверхностей нагрева котла.

Кроме того, поправочная зависимость предусматривает возможность отключения регенеративных подогревателей, подачу пара в коллектор СН через РОУ 40/13 и на калориферы котла из выхлопа ПТН, отличие нагрева сетевой воды в ПСВ от заложенного в нормативную РК, а также отключение ЦНД.

Показатели состояния узлов, с помощью которых учитывается фактическое состояние оборудования, делятся на две группы показателей: зависящие и не зависящие от нагрузки энергоблока.

Показатели, зависящие от нагрузки (отклонения от нормативных значений расходов пара через концевые уплотнения ЦВД и ЦСД, расхода питательной воды через обводную арматуру ПВД, температурных напоров регенеративных подогревателей и др.), представлены в виде удельных показателей, которые не зависят от режима энергоблока и рассчитываются по результатам анализа сос-

тояния узлов за последний анализируемый интервал (смену), предшествующий расчету поправочной зависимости. По удельным показателям рассчитываются затем абсолютные значения показателей состояния узлов для каждой точки нагрузки заданного режима.

Учет некоторых показателей требует специального подхода. Так, изменение состояния конденсационной установки приводит к отклонению давления пара в конденсаторе $p_к$ от нормативного значения $p_к^{(н)}$. Давление пара в конденсаторе $p_к$ является функцией нагрузки энергоблока, характер этой функции зависит от расхода пара в конденсатор $Д_к$, расхода и температуры охлаждающей воды W и $t_{1в}$, от фактического состояния поверхности охлаждения конденсатора, плотности вакуумной системы, характеризующихся степенью чистоты конденсатора a и присосами воздуха $\theta_{пр.в}$. Поэтому при коррекции энергетической характеристики на отклонение давления пара в конденсаторе $\Delta p_к = p_к - p_к^{(н)}$ давление $p_к$, соответствующее фактическим условиям работы конденсационной установки, рассчитывается по уравнению, в котором указанные влияющие факторы являются заданными величинами и вводятся из алгоритма анализа эффективности работы конденсационной установки.

Расход воды W определяется как функция расхода пара на конденсаторы всех турбин и температуры наружного воздуха по выражению, аппроксимирующему результаты предварительных расчетов по оптимизации режима циркуляционных насосов. Вид аппроксимирующей зависимости обусловливается составом циркуляционных насосов на ТЭЦ и определяется при привязке Типового алгоритма к конкретным условиям работы электростанции.

Отклонения от нормативов присосов воздуха на различных участках газового тракта котла, полученные при анализе ТЭП, пересчитываются на текущие значения нагрузок котла (энергоблока) с учетом влияния на значения присосов аэродинамического сопротивления конвективных поверхностей нагрева.

Отклонения от нормативных значений температуры уходящих газов вследствие загрязнения и сокращения поверхностей нагрева РВП из-за коррозии, полученные при анализе ТЭП, пересчитываются на текущие значения нагрузок котла $Q_к$ с использованием тенденции (тренда) изменения отклонения температуры при изменении нагрузки котла:

$$\Delta \vartheta_{ух} = \Delta \vartheta_{ух\,ср} + \theta (Q_к - Q_{к\,ср}),$$

где $\Delta \vartheta_{ух\,ср}$ – отклонение от норматива температуры уходящих газов, полученное при анализе ТЭП при нагрузке котла $Q_{к.ср}$

θ – тренд (тангенс угла наклона) линии, отражающей зависимость отклонения $\Delta \vartheta_{ух}$ от нагрузки котла, получаемый по результатам предварительно проведенных тепловых расчетов.

Изменение температуры уходящих газов из-за изменения температуры питательной воды при ухудшении состояния ПВД и их отключении определяется с использованием структурных характеристик тепловой схемы, данных анализа состояния ПВД и нормативных зависимостей нагрева питательной воды в ПВД.

Отклонения от норматива КПД проточной части ЦВД турбины при работе энергоблока при постоянном регулируемом давлении свежего пара рассчитываются по зависимости отклонения КПД ЦВД от нагрузки энергоблока. Эта зависимость получается периодически путем аппроксимации результатов расчета отклонения КПД турбины от нормативных значений при тарированных каналах измерений соответствующих параметров.

В алгоритмах анализа эффективности работы ПСВ рассчитываются фактические и нормативные значения параметров состояния $\alpha_{пс1}^{(ф)}$, $\alpha_{пс1}$, $\alpha_{пс2}^{(н)}$, $\alpha_{пс2}$, не зависящие от нагрузки энергоблока. Они служат основой для расчета корректирующей поправочной зависимости на отклонение от нормативного состояния ПСВ.

Величины, не зависящие от нагрузки энергоблока (отклонения от нормативных значений КПД проточной части ЦВД при работе энергоблока на скользящем давлении, параметров свежего пара и пара промперегрева, КПД турбопривода и питательного насоса, изменения структуры тепловой схемы, не связанные с режимом работы, и др.), поступают непосредственно из алгоритма расчета ТЭП. При этом, если поправочная зависимость к расходной характеристике энергоблока определяется для оперативных расчетов по распределению нагрузки на ТЭЦ, величины $x_{j(1)}$, характеризующие наличие в работе регенеративных подогревателей, поступают автоматически из алгоритма анализа структуры тепловой схемы.

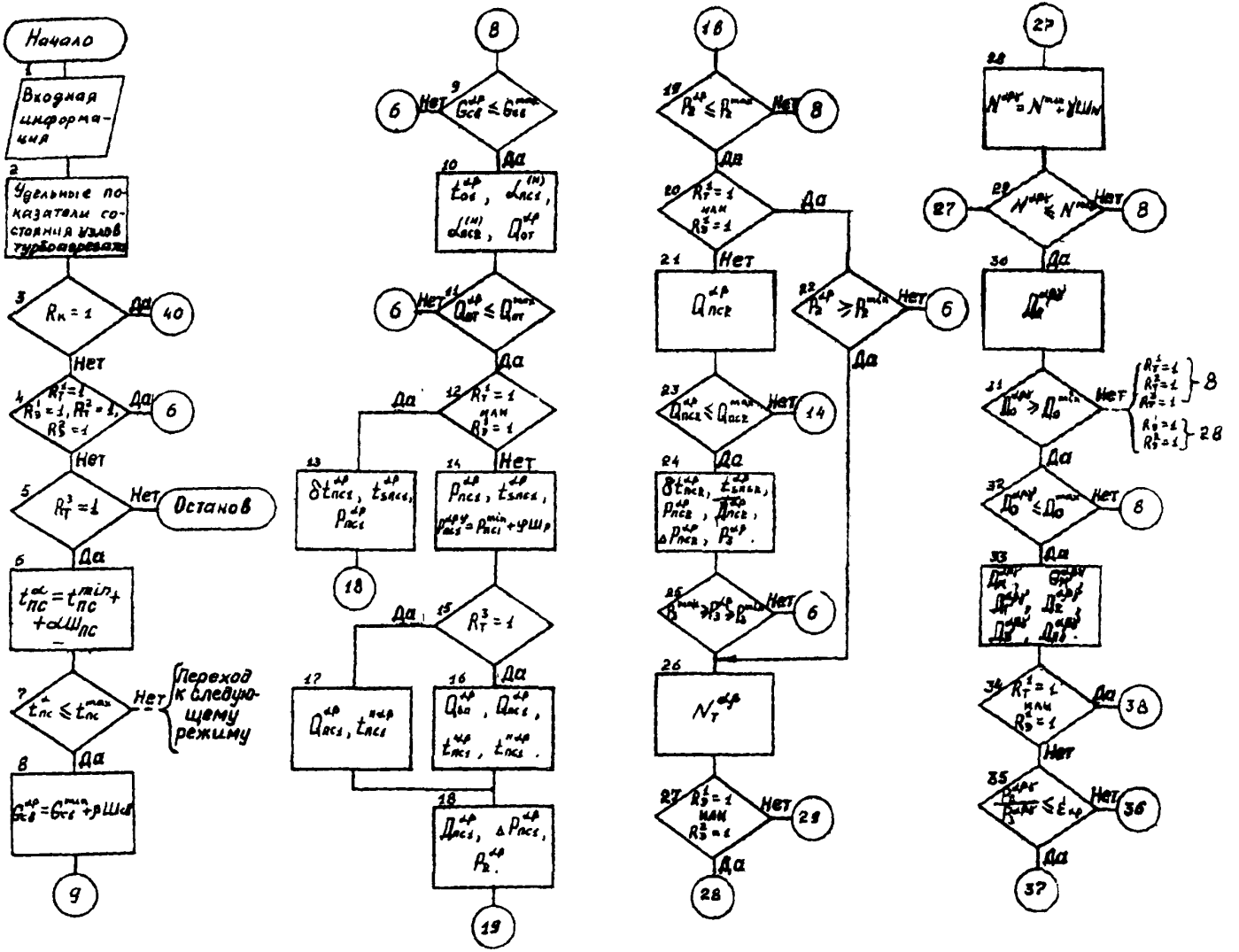
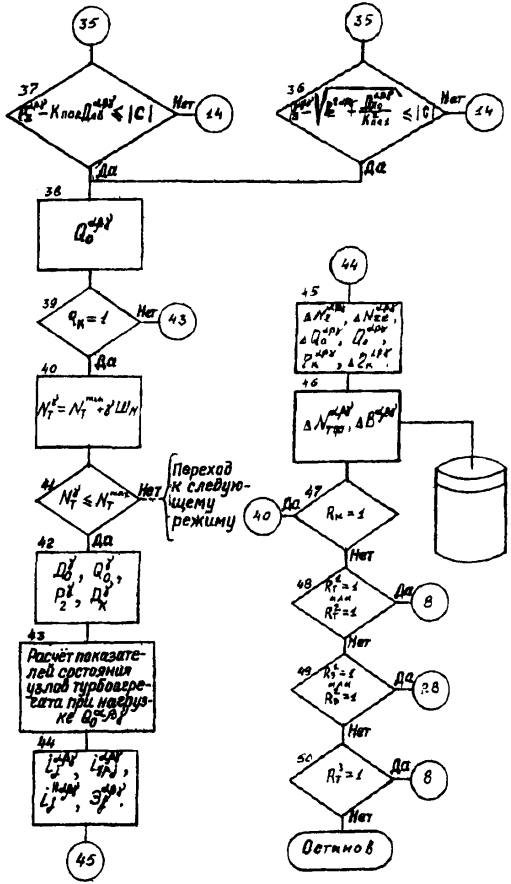

Начало
Входная информация
Удельные показатели состояния узлов турбоагрегата
Да
Нет
Останов
Переход к следующему режиму

Рис. I2. Блок-схема алгоритма расчета поправочной зависимости к РХ энергоблока



В случае коррекции энергетической характеристики для прогнозных расчетов величины $X_{j(i)}$ служат признаком готовности оборудования и формируются вручную отдельным массивом.

Нагрузку турбоагрегата определяют следующие параметры:

- температура прямой сетевой воды после ПСВ $t^{\alpha}_{пс}$;
- расход сетевой воды $G^{\alpha\beta}_{св}$;
- электрическая мощность турбины $N^{\alpha\beta j}_{т}$ (при работе по электрическому графику).

Кроме этих данных, задается значение нагрева сетевой воды в ПСВ.

При расчете поправочной зависимости для конденсационного режима заданной величиной, как указывалось, является мощность, на зажимах генератора.

Параметры $t^{\alpha}_{пс}$, $G^{\alpha\beta}_{св}$, $N^{\alpha\beta j}_{т}$ задаются от минимальных значений с последующим дискретным наращиванием с заданным шагом до максимальных значений (см. рис. I2). Каждый шаг определяет новую заданную нагрузку.

В процессе расчета режимных параметров проверяются эксплуатационные ограничения по температуре сетевой воды, давлению пара в теплофикационных отборах, расходу сетевой воды, расходу свежего пара, по электрической и тепловой нагрузке.

Расчет параметров промежуточного отсека турбоагрегата при работе с двух- и трехступенчатым подогревом сетевой воды производится с использованием уравнения Стодола-Флигеля. При заданных значениях расхода сетевой воды $G^{\alpha\beta}_{св}$ и ее температуры после ПСВ №2 $t^{\alpha}_{пс}$ задается давлению пара в ПСВ №I $p^{\alpha\beta\varphi}_{пс,i}$ от минимального значения в начальном приближении с последующей корректировкой в итерационном цикле (см.рис. I2). Значение шага итерации в программе определяется расчетным путем и зависит от вида конечной функции. При каждом шаге итерации определяются параметры сетевой установки и проверяется сходимость расходов пара на ПСВ №I, рассчитанных по тепловому балансу и уравнению пропускной сходимости промежуточного отсека.

При расчете поправки к расходной характеристике энергоблока необходимыми значениями давления и температуры пара в отборах, энтальпий дренажа и питательной воды после регенеративных подогревателей, расхода и энтальпии пара в конденсаторе, коэффициентов удельной выработки электроэнергии регенеративных и теплофикационных отборов, уравнений изменения внутренней мощности турбоагрегата. Все эти величины определяются по расчетным операциям алгоритмических блоков (модулей), используемых и при расчете ТЭП (см.табл.I3, I8, 20 и 2I).

9. ВОСПОЛНЕНИЕ ПРОПУСКОВ И КОРРЕКТИРОВКА МЕСЯЧНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

При автоматизированном расчете ТЭП для обеспечения получения данных для отчетной документации необходимо восполнение пропусков в массивах накопления информации, связанных с остановом ЭВМ, сбоями в его работе и другими причинами, вызвавшими получение неправильных показателей.

Восполнению подлежит информация для определения ТЭП, входящих в отчетность электростанции и в анализ топливоиспользования. Информация, предназначенная для анализа состояния оборудования, не восполняется.

Алгоритм заполнения пропусков строится на основе точного знания трех основных величин: продолжительности пропуска $\tau_{пр}$, выработки электроэнергии ($Э_т$) и среднего расхода пара на турбину $G_{пв}$ (расхода питательной воды) за этот период.

За момент начала пропуска принимается конец последнего полного оперативного интервала, по которому выполнены все расчеты и не получено признака неправильности результатов. За момент окончания пропуска принимается момент начала первого после пропуска оперативного интервала, на котором не получено признака неправильности результатов.

Момент начала пропуска фиксируется автоматически по шкале астрономического времени при окончании последнего полного оперативного интервала. Момент окончания пропуска фиксируется автоматически по началу первого полного после пропуска оперативного интервала. После пропуска продолжительность оперативного интервала автоматически устанавливается равной I5 мин.

Для достоверного определения выработки электроэнергии требуется организовать регистрацию в специальном журнале показателей счетчика выработанной электроэнергии турбоагрегатом электроблока на начало каждой смены. В

момент пуска ИВК оператор обязан ввести в машину показания счетчика на начало смены, по время которой произошел останов (из журнала), и на момент начала оперативного интервала после пуска ИВК (по счетчику). Тогда выработка электроэнергии (кВт·ч) за период пропуска будет определена по выражению

$$Э_т = Э_т^{сч2} - Э_т^{сч1} - Э_т^{ивк},$$

где $Э_т^{сч1}$, $Э_т^{сч2}$ – показания счетчика выработки электроэнергии соответственно на начало смены и на момент окончания пропуска, кВт·ч;

$Э_т^{ивк}$ – выработка электроэнергии турбоагрегатом, накопленная в памяти ИВК с начала смены до пропуска, кВт·ч.

Средний расход пара на турбину $G_{пв}$ за период пропуска определяется оператором ИВК совместно с работниками ПТО по лентам самопишущих приборов.

Порядок определения остальных величин для заполнения пропусков в общем случае следующий.

Все накапливаемые фактические и нормативные показатели за оперативный интервал сохраняются в памяти машины до окончания очередного оперативного интервала. В случае останова ИВК они будут использоваться для восполнения пропуска.

После пуска ИВК результаты первого полного оперативного интервала также засылаются в "память" машины.

Накапливаемые величины для расчета фактических и нормативных ТЭП за период пропуска определяются с использованием этих массивов.

В табл.31 представлены расчетные формулы для определения накапливаемых величин, которые в основном зависят от расхода пара на турбину. Здесь же приведен перечень показателей, которые рассчитываются по этим формулам. Нумерация показателей соответствует табл. 25 и 26. Остальные накапливаемые показатели определяются как средневзвешенная величина, скорректированная на продолжительность интервалов. Перечень показателей и расчетная формула представлены в табл.32. Нумерация вычисленных за период пропуска величин сохраняется, а сами величины записываются в массивы накопления информации.

После формирования массива накоплений за период пропуска производится расчет относительных показателей по алгоритмам, приведенным в табл. 28.

Результаты расчета относительных величин заносятся в формы ТЭ, ТТ, ТК, ТФ, ТВ и автоматически выводятся на печать для последующей их проверки.

После расчета фактических и нормативных показателей за период пропуска выполняется расчет перерасходов топлива из-за отклонения отчетных ТЭП от норм (анализ топливоиспользования) по алгоритмам, представленным в табл. 27.

Заполнение пропусков имеет ряд разновидностей в зависимости от режима работы энергоблока в период пропуска.

Если в период пропуска энергоблок останавливается, т.е. в момент пуска ИВК нагрузка энергоблока меньше 30% номинальной, то восполняемым пропуском считается период от окончания последнего перед пропуском оперативного интервала до момента, когда на энергоблоке была зафиксирована нагрузка 30% номинальной. Время этого момента при останове и показания счетчиков выработки электроэнергии по турбогенератору должны регистрироваться персоналом в специальном журнале. Средний расход пара на турбину за этот период определяется по лентам самопишущих приборов. Определение накапливаемых величин, которые в общем случае определяются согласно табл. 31, производится по формуле

$$X = \frac{X_1}{T_{01}\, G_{пв1}} G_{пв}^{пр} \tau_{пр}, \qquad (9.1)$$

а величин, определяемых по табл. 32, по формуле

$$X = \frac{X}{T_{01}} \tau_{пр}. \qquad (9.2)$$

Если ИВК включается в работу при пуске энергоблока, но при электрической нагрузке, большей 30% номинальной, то пропуском, помимо пуска, считается период от взятия энергоблоком нагрузки 30% номинальной до момента начала полного оперативного интервала после пропуска (восполняемый пропуск). В этом случае восполнение производится по результатам оперативного интервала, следующего за пропуском, по формулам (9.1) и (9.2). При этом индексы показателей этих формул будут соответствовать периоду после пропуска. Момент взятия энергоблоком нагрузки 30% номинальной и соответствующее показание счет-

чика турбогенератора фиксируется персоналом в журнале.

Если пропуск информации происходит на границе сменных или суточных интервалов, то расчет ТЭП за эти интервалы не производится, а показатели рассчитанные за период пропуска, используется совместно с результатами расчетов граничных интервалов. Накапливаемые показатели за период пропуска заносятся в массив накопления месячного интервала.

Если пропуск происходит на грани месячных интервалов, то накапливаемые величины за период пропуска делятся между смежными месяцами пропорционально времени пропуска от каждого месяца и вносятся в соответствующие месячные массивы.

В случае, если два пропуска происходят через небольшой промежуток времени и второй пропуск начался до завершения заполнения первого пропуска, то второй пропуск может завершиться только после заполнения первого пропуска. Это значит, что заполнение прошедшего пропуска является более приоритетной задачей, чем расчеты по первому интервалу после пропуска.

В случаях, когда продолжительность единичного пропуска за I смену, I сут и I мес превышает соответственно I ч I5 мин, 2 ч 30мин и 36 ч или суммарная продолжительность пропусков за месяц превышает I44 ч, информация с учетом заполненных пропусков считается недостоверной и должна выводиться на печать с особой отметкой. В этом случае отчетность составляется работниками ПТО с использованием информации, выведенной на печать.

Восполнение пропусков, связанных с потерей информации на внешних накопителях, алгоритмом не предусматривается.

IO. РЕГИСТРАЦИЯ И ОТОБРАЖЕНИЕ РЕЗУЛЬТИРУЮЩЕЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ПЕРСОНАЛА ТЭЦ

Принципы формирования выходной информации и выходных форм приняты аналогичными [I]. Вся результирующая информация по расчету и анализу ТЭП выводится из ИВК в следующих группах форм:

- показатели, регламентируемые отчетностью, в формах ТС, ТЭ, ТТ, ТК, ТФ, ТН, ТВ и ПЭ;
- показатели, необходимые для анализа эффективности работы оборудования ТЭЦ в целом, - в формах АС и ХС ;
- показатели, необходимые для анализа эффективности работы оборудования энергоблока, - в формах АЭ и А3I-Х3.

В формах ХЭ и ХС выводятся архивные показатели, необходимые для последующего анализа работы энергоблока, электростанции и системы расчета ТЭП. Выводятся они на устройствах регистрации данных и подлежат длительному хранению.

В форме ТС выводятся показатели, требующиеся для заполнения отчетной формы № 3-тех(энерго) по электростанции в целом. В формах ТЭ, ТТ, ТК, ТФ, ТН и ПЭ выводятся отчетные показатели, необходимые для заполнения форм №-тех(энерго) по энергоблоку: ТЭ - по общим показателям энергоблока, ТТ - по турбоагрегату, ТК - по котлу, ТФ - по теплофикационной установке, ТН - по СН и ПЭ - данные по пускам (остановам) энергоблока. В форме ТВ выводятся отчетные показатели по пиковым водогрейным котлам (по каждому в отдельности).

Отчетные показатели регистрируются на бланках алфавитно-цифровых печатающих устройств по сигналам астрономического времени за I смену (I сут), I мес, а также по запросу оператора ИВК нарастающим итогом с начала месяца. Показатели в каждой из указанных форм могут быть вызваны также по требованию оператором энергоблока на экраны ЭЛИ.

Информация, требующаяся персоналу для детального технико-экономического анализа работы и состояния оборудования, представляется по трехступенчатой схеме: обобщенная по ТЭЦ в целом (форма АС), по каждому энергоблоку (форма А) и детализированная (форма АЦ- работа циркуляционной системы ТЭЦ, формы А3I-А38 - эффективность работы отдельных узлов оборудования энергоблока).

В форме АС приводятся фактические удельные расходы топлива ТЭЦ на отпущенную электрическую и тепловую энергию, а также суммарные перерасходы топлива, разделенные по видам энергии и группам оборудования: каждому энергоблоку, пиковым водогрейным котлам в целом, градирням в комплексе, режиму циркуляционных насосов ТЭЦ. Суммарные перерасходы условного топлива показываются

в абсолютных (тоннах) и в относительных (процентах общего расхода топлива по ТЭЦ в целом) единицах.

Перерасходы топлива по группам оборудования показываются только в долях общего расхода топлива.

Относительные перерасходы топлива в форме АС, а также во всех остальных формах показываются с округлением до 0,01%. В абсолютных и относительных величинах приводится также энергосистемный перерасход топлива (строки I2 и I3), возникший в энергосистеме из-за несовершенства эксплуатации оборудования ТЭЦ при работе всех ее энергоблоков по тепловому графику. При выводе показателей нарастающим итогом за I смену, I сут (и т.д.) этот перерасход составляет в объем случае часть суммарного перерасхода топлива (строки 5,6).

В форме АЭ показываются обобщенные фактические и нормативные показатели энергоблока (удельные расходы топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, удельная теплофикационная выработка электроэнергии), суммарные перерасходы топлива по энергоблоку в целом, по видам энергии и перерасходы топлива по отдельным агрегатам и укрупненным группам (узлам) оборудования: котлу, питательным насосам, турбине, регенеративным подогревателям, сетевым подогревателям, конденсатору, тепловым СН. Кроме того, показываются перерасходы топлива по группам оперативно-регулируемых параметров: параметрам воды и пара, газовоздушному режиму котла, структуре тепловой схемы, СН.

Суммарные перерасходы топлива показываются в абсолютных и относительных (процентах расхода топлива на энергоблок) величинах перерасходы топлива по группам узлов и параметров энергоблока – только в процентах расхода топлива. Так же, как и в форме АС, показывается энергосистемный перерасход топлива, возникший в энергосистеме из-за несовершенства эксплуатации энергоблока при работе всех энергоблоков по тепловому графику.

В форме АЭ показывается также величина необъясненного отклонения, которая характеризует степень несовпадения суммарного перерасхода топлива (строки 9,I0), полученного разными методами, – по разности фактических и нормативных удельных расходов топлива на энергоблок и перерасхода топлива, полученного по сумме отдельных составляющих (строки II-2I). Несовпадение может быть вызвано погрешностями измерений параметров, неточностью определения удельных расходов топлива и отдельных анализируемых отклонений, а также неучетом в алгоритме состояния некоторых узлов (КПД цилиндров турбины, работающих на влажном паре, потери пара и воды энергоблока и др.). Значение небаланса характеризует степень совершенства эксплуатации автоматизированной системы расчета и анализа ТЭП энергоблока в целом.

Детализированный анализ причин перерасходов топлива по каждому обобщенному показателю формы АЭ дается, как указывалось, в формах А3I-А38: А3I – проточная часть турбины, А32 – подогреватели сетевой воды, А33 – регенеративные подогреватели турбоагрегата, А34 – конденсационная установка турбоагрегата, А35 – состояние оборудования котельной установки, А36 – питательные турбонасосы (для турбоагрегата Т-250-240) и электронасосы (для турбоагрегатов Т-I80-I30, Т-I75-I30 и Т-I00-I30), А37 – оперативно-регулируемые параметры за первичный интервал, А38 – накопленные показатели по оперативно-регулируемым параметрам.

В формах А3I-А38 показываются фактические, нормативные значения показателей, разности этих значений и перерасходы условного топлива в абсолютных и относительных величинах (тонны и проценты расхода топлива на энергоблок).

В формах А3I-А38 указываются также суммарные перерасходы топлива по анализируемым узлам оборудования. Эти перерасходы указываются в средних строках таким образом, чтобы с ними полностью балансировались перерасходы топлива по отдельным факторам, указываемые в верхних строках. В ряде форм детализированного анализа дается также информация о показателях, значения отклонений которых непосредственно в расчетах перерасходов топлива не используются, однако дают дополнительные нужные сведения о режиме работы и состоянии отдельных узлов энергоблока (например, расход пара в конденсатор, давление пара в регулирующей ступени ЦВД и др.).

Указываемые в формах А3I-А38 суммарные перерасходы топлива используются также для заполнения соответствующих строк формы АЭ.

Для ряда анализируемых параметров, которые не входят в общий объем представления информации по форме № 3-тех (энерго), полный объем расчетов выполняется только за

оперативный интервал обработки, поэтому они могут быть внесены в соответствующие графы формы за оперативный интервал. За интервал расчетов продолжительностью в I смену, I сут и I мес для этих параметров по накопленным абсолютным значениям перерасходов топлива обратным пересчетом определяются усредненные отклонения от нормативных значений. При этом фактические и нормативные значения этих параметров не накапливаются и в соответствующих графах форм детального анализа не представляются.

В формах АС, АЭ, А3I-А36 показатели приводятся за оперативный, сменный, суточный и месячный интервал нарастающим итогом с начала месяца и выводятся из ИВК для регистрации на бланках и для отображения на экранах ЭЛИ по запросу персонала.

В форме А37 приводятся показатели, которые получаются в первичном интервале и могут быть использованы оператором энергоблока в ходе технологического процесса для экономичного ведения режима оборудования, в частности перерасходы топлива - для суждения о степени важности устранения выявленного с помощью ИВК отклонения параметра от нормативного уровня. Нормативные показатели могут использоваться как советы персоналу по установлению оптимальных значений регулируемых параметров, при которых перерасход топлива сводится к минимальному значению.

Показатели формы А37 автоматически выводятся на экраны ЭЛИ и по запросу регистрируются на бланках.

При автоматическом отображении на экранах ЭЛИ форма А37 представляется более сжато, чем при ее регистрации. Для компактного представления оперативной информации на экранах ЭЛИ, устранения избыточности оперативной информации и для удобства ее использования оператором энергоблока автоматически на экраны выводятся, как указывалось, лишь наиболее важные показатели по трем-пяти параметрам, из-за отклонения которых от нормы допущен наибольший перерасход топлива (в порядке уменьшения перерасхода). Выводится также суммарный перерасход топлива по оперативно-регулируемым параметрам. При желании оператор может по запросу просмотреть на экране информацию и по всем остальным регулируемым параметрам. По параметрам, которые изменяются дискретно (направления потоков воды, пара, состав работающих аппаратов, механизмов) в графах "Нормативные и фактические показатели" используются символьные обозначения параметров. Например, в строке "Направление слива дренажа ПНД №3" символ ЛОК означает, что дренаж сливается (в графе "Фактический показатель") или должен сливаться (в графе "Нормативный показатель") в линию основного конденсата. Символ К означает, что дренаж сливается (должен сливаться) в конденсатор.

Для оценки качества работы оперативного персонала показатели по оперативно-регулируемым параметрам накапливаются нарастающим итогом за I смену, I мес и могут по запросу выводиться из ИВК в форме А38 на регистрацию и на экраны ЭЛИ за указанные промежутки времени, а также нарастающим итогом с начала каждой смены и месяца. В качестве информации о частоте отклонения дискретных оперативно-регулируемых параметров от нормативов в дополнение к перерасходам топлива отклонения их фактических показателей от нормативных накапливаются по каждому из возможных дискретных состояний анализируемых параметров. Поскольку фактические и нормативные показатели (структурные характеристики), отражающие фактические и нормативные дискретные состояния указанных параметров, в первичном интервале принимают значения 0 или I, их накопленные значения могут быть дробными числами и изменяться от 0 до I.

В форме АЦ приводятся, как указывалось, детализированные показатели по анализу эффективности работы циркуляционной системы: фактические и нормативные значения температур воды перед конденсаторами турбин и после каждой градирни; перерасходы топлива из-за ухудшения состояния всех градирен в комплексе и каждой из них в отдельности. Приводятся фактические, нормативные значения суммарного расхода охлаждающей воды на конденсаторы турбины, соответствующий перерасход топлива, а также фактические и нормативные значения расходов воды для каждой группы (скорости) циркуляционных насосов. Указывается суммарный перерасход топлива по циркуляционной системе, который приводится и в форме АС.

Во всех рассмотренных формах при регистрации на бланках печати и при отображении на экранах ЭЛИ данные граф I,2 и 3 не выводятся. Они служат только для справок. На месте значений показателей во всех формах указываются адреса источников информации. При отсутствии вывода значений показателей в формах ставятся прочерки.

Из ИВК выводятся по запросу на бланках печати и результаты расчета поправки к РХ энергоблока на его фактическое состояние (форма РХ). Регистрируются параметры поправки к РХ для каждого из возможных режимов турбоагрегата. Для конденсационного и теплофикационного режимов при работе турбоагрегата по электрическому графику поправка приводится в виде изменения расхода топлива. При работе турбоагрегата по тепловому графику приводится также поправка к электрической мощности турбины при заданных значениях расхода и температуры прямой сетевой воды. Для теплофикационных режимов указывается, кроме того, значение минимальной теплофикационной электрической мощности энергоблока.

При внедрении Типового алгоритма на конкретных объектах возможна корректировка рассмотренных форм по объему и способу представления выходных сообщений (печать, отображение на ЭЛИ) в зависимости от реальных условий внедрения и возможностей комплекса технических средств АСУ. При составлении конкретных алгоритмов решаются вопросы режима вывода сообщений (автоматически или по требованию, количество экземпляров сообщений на бланках).

II. ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ И ИХ ВВОДА В ИНФОРМАЦИОННО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС

В отличие от конденсационных энергоблоков при расчете ТЭП теплофикационных энергоблоков в одинаковой степени важны измерения технологических параметров, характеризующих как электрическую, так и тепловую нагрузку.

Ввод в ИВК измеряемых параметров по тепловой нагрузке должен обеспечить достаточную точность вычисления отчетных фактических и нормативных ТЭП и выполнение в необходимом объеме анализа эффективности работы сетевой подогревательной установки.

В данном Типовом алгоритме рассмотрены вопросы организации измерений параметров, главным образом сетевой подогревательной установки и общестанционных параметров, требуемых для расчета ТЭП теплофикационных энергоблоков и ТЭЦ в целом. Вопросы организации системы автоматических измерений остальных технологических параметров приведены в Типовом алгоритме расчета ТЭП конденсационных энергоблоков [I] .

Определение количества тепла, отпускаемого с сетевой водой от ТЭЦ и от пиковых водогрейных котлов, производится на основе измерений расходов и температур сетевой воды.

Тепловую нагрузку теплофикационных энергоблоков можно определять на базе измерения расхода конденсата подогревателей или расхода сетевой воды и ее температур до подогревательной установки и после нее.

Последний способ более строг, однотипен с методом оценки тепловой нагрузки ТЭЦ, пиковых водогрейных котлов и позволяет организовать единую систему контроля точности измерений общестанционных и блочных технологических параметров. Поэтому в Типовом алгоритме он принят за основу.

Однако этот метод требует организации измерений расхода сетевой воды и ее температур до ПСВ и после нее с высокой точностью (см. табл. 4).

Для обеспечения требуемой точности необходимо проектирование трубопроводов сетевой воды таким образом, чтобы выполнялись необходимые прямые участки до измерителя расхода и после него. Необходимо выполнять также рекомендации [I] по проектированию измерительной диафрагмы и по установке приборов для преобразования и ввода сигналов в ИВК. Для обеспечения представительного измерения должно быть правильно выбрано место установки измерителя. Врезка его в трубопровод должна быть выполнена на таком участке, чтобы он учитывался весь поток сетевой воды, проходящей через ПСВ, без искажения измеряемого расхода воды обводами подогревателей. Существенный перерасход топлива на ТЭЦ вызывает излишний пропуск сетевой воды через обводы ПСВ. Поэтому трубопроводы сетевой воды энергоблоков следует проектировать таким образом, чтобы можно было контролировать по измерениям температуры протечку воды через обводную арматуру ПСВ № 2 и всей подогревательной установки. С этой целью следует врезать обводной трубопровод в линию сетевой воды после ПСВ № 2 до общего коллектора на стороне всасывания сетевых насосов второго подъема или не так, как показано на рис.I и 5.

Трубопроводы ПСВ теплофикационных энергоблоков имеют большие диаметры. При этом на выходе из ПСВ значения температуры сетевой воды по поперечному сечению трубопроводов могут существенно различаться. Большие различия значений температур и давлений по поперечному сечению имеются также в паропроводах ПСВ.

Для снижения влияния этого различия на точность расчета ТЭП, а также для осуществления эффективного программного контроля достоверности измерений, в каждом сечении трубопроводов, где производится измерение указанных параметров, устанавливается по три датчика.

Важным объектом автоматизированного анализа тепловой экономичности ТЭЦ являются градирни. В Типовом алгоритме предусматривается расчет ТЭП для анализа эффективности работы каждой из градирен. Для автоматизации этих расчетов необходима автоматизация измерений расходов воды на каждую градирню, температур воды после каждой градирни и метеофакторов: температуры и относительной влажности наружного воздуха, барометрического давления и скорости ветра. Для измерения расхода охлаждающей воды возможна установка сегментных диафрагм [33].

Для автоматизации измерения метеофакторов необходима установка на ТЭЦ автоматизированного метеопункта с организацией ввода сигналов о метеофакторах в ИВК. При наличии в районе расположения ТЭЦ метеостанции общего назначения целесообразна реализация периодического автоматического ввода в ИВК данных о метеофакторах от метеостанции по каналам телефонной связи.

В канале отвода охлаждающей воды от градирен возможны также различия значений температур по сечению канала. Для снижения влияния этого различия на точность ТЭП, а также в целях обеспечения эффективного контроля достоверности температуры воды после градирни ее измерение осуществляется также в трех точках поперечного сечения канала.

На вводе газопроводов на ТЭЦ устанавливаются, как правило, расходомеры общего расхода газа на электростанцию. Показания этих измерителей следует вводить в ИВК для возможности сведения баланса с ним и показаний измерителей расхода газа на отдельные потребители ТЭЦ: котлы, пиковые водогрейные котлы, котельную низкого давления. Как указывалось, балансировка данных параметров с использованием статистических методов позволяет расчетным способом уточнять результаты измерений параметров.

Для возможности обеспечения такой же балансировки результатов измерений расходов мазута на отдельные потребители ТЭЦ, следует организовать измерение с соответствующим вводом в ИВК расхода мазута на электростанцию в целом в мазутопроводе после мазутных насосов, включая возврат его по общестанционной линии рециркуляции мазута.

Для возможности организации эффективного программного контроля достоверности важнейших расходомеров сетевой воды и газомазутного топлива в Типовом алгоритме предусматривается установка дублирующих датчиков (см. табл. 4).

Большие различия значений температур по сечению потока имеются также в трубопроводах охлаждающей воды после конденсаторов турбин. Указанные различия уменьшаются по мере удаления от конденсатора. Ввиду того, что потери тепла в окружающую среду практически не сказываются на значениях температур низкопотенциальных потоков охлаждающей воды, измерители температуры охлаждающей воды после конденсаторов следует устанавливать на достаточно большом удалении от конденсатора – на выходе водоводов из машинного зала.

В целях организации контроля достоверности и снижения влияния неравномерности по сечению потока значений температур охлаждающей воды после конденсатора на точность расчета ТЭП в Типовом алгоритме принята установка по три точки измерения температуры в каждом потоке. Предусматривается установка сегментных диафрагм для измерения расхода охлаждающей воды на конденсаторы и дифманометров для измерения гидравлического сопротивления конденсатора по охлаждающей воде.

Отечественной промышленностью намечается серийный выпуск высокоточных ультразвуковых расходомеров с нормированным выходным сигналом. Эти приборы имеют ряд преимуществ перед расходомерами с дросселирующими органами. Использование ультразвуковых расходомеров возможно для потоков, проводящих ультразвук. При серийном выпуске ультразвуковых расходомеров проектным организациям следует предусматривать их установку в первую очередь для измерения важных параметров, в том числе расходов в трубопроводах больших диаметров.

Для измерения количества электроэнергии организован промышленный выпуск электрических счетчиков с нормированным выходом. Причем выпускаются модификации электронных счетчиков, обладающих высоким классом точности. В связи с тем, что использование счетчиков электроэнергии вместо измерителей мощности позволяет повысить точность расчета ТЭП и упростить алгоритмы, проектным организациям следует предусматривать установку этих приборов. При ограничениях по объему поставок счетчиков электроэнергии следует предусматривать их установку прежде всего для измерения количества выработанной электроэнергии и энергии, потребленной крупными потребителями СН.

При использовании счетчиков электроэнергии в табл. 3 нужно ввести формулу для определения средней мощности N по количеству электроэнергии $\mathcal{Э}$ за интервал τ_0 : $N=\frac{\mathcal{Э}}{\tau_0}$. При расчете накапливаемых величин исключаются формулы $N\tau_0$. Исключаются, кроме того, в табл. I датчики дискретных сигналов и в табл. 2 соответствующие признаки работающих механизмов СН, используемые в табл. 3 для "зануления" мощностей механизмов.

Для повышения точности расчета ТЭП в Типовом алгоритме предусматривается возможность автоматического ввода градуировочных поправок (результатов тарировки каналов измерений) для любого измеряемого параметра. Для большинства параметров градуировочные поправки вводятся как сменяемые константы. Для наиболее важных измеряемых параметров следует предусматривать использование градуировочных поправок в виде полиномов третьей степени как функции значений измеряемого параметра (см. разд. 6.3). Постоянные коэффициенты полиномов вводятся в ИВК как сменяемые константы, получаемые в результате аппроксимации результатов тарировки каналов. Тарировка каналов должна производиться тщательно с определением поправки в нескольких точках предполагаемого диапазона измерения параметра, причем количество точек для построения градуировочной кривой должно быть не менее четырех при равномерном распределении их в диапазоне изменения параметра [I4] .

I2. ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Для обеспечения расчетов по Типовому алгоритму необходимо иметь численные значения постоянных величин, образующих массивы нормативно-справочной информации (НСИ). Основной состав НСИ включает величины, входящие в табл. 5 и II.

При привязке Типового алгоритма к конкретным условиям требуется определение численных значений постоянных величин и решение вопросов обеспечения периодической их корректировки в процессе эксплуатации системы.

Численные значения постоянных величин, входящих в табл. 5, определяются по паспортным конструктивным данным оборудования, данным испытаний, по результатам тепловых и гидравлических расчетов. Численные значения констант, входящих в табл. II, получаются в результате аппроксимации функциональных зависимостей степенными полиномами.

В табл. II указаны степень аппроксимации полинома по каждой независимой переменной, допустимая относительная погрешность аппроксимации и массив коэффициентов. Коэффициент независимой переменной в нулевой степени обозначен буквой "a" в первой степени – "b", во второй – "c", в третьей – "d".

Аппроксимируемые функциональные зависимости получаются по заводским данным, данным испытаний, тепловых и гидравлических расчетов и по утвержденным нормативным характеристикам оборудования.

Методы получения большинства констант и функциональных зависимостей общепринятые. По способам определения ряда констант даны пояснения в описаниях таблиц Типового алгоритма. Для получения численных значений многих коэффициентов, участвующих в расчете ТЭП котельного оборудования, следует пользоваться численными данными, приведенными в [I,8, 4, 34, 35] . Методы получения НСИ, участвующей в расчетах ТЭП турбинного оборудования, показаны в [6, 7-I0, I3-I8, 2I-23, 29-3I, 33, 38-40] .

В процессе эксплуатации системы автоматизированного расчета ТЭП появляется необходимость в изменении численных значений определенного объема постоянных коэффициентов. Это происходит из-за рационализации тепловых схем, реконструкции оборудования, обновле-

ния данных испытаний и др. Для обеспечения удобства в эксплуатации системы требуется при разработке конкретных алгоритмов и машинных программ предусмотреть средства автоматизации внесения изменений в НСИ. Это, в первую очередь, относится к коррекции массивов коэффициентов степенных полиномов, аппроксимирующих функциональные зависимости (см. табл. II). Наиболее удобный в эксплуатации системы способ задания функциональных зависимостей – это таблицы (матрицы). При необходимости их корректировки персоналу АСУ ТП нужно изменять лишь значения функции в узловых точках таблицы.

Для автоматизированного преобразования табличных зависимостей в аналитическую форму в состав математического обеспечения системы расчетов ТЭП должны входить программы аппроксимации заданных функциональных зависимостей. Для коррекции же массивов НСИ в системе должна быть программа, с помощью которой изменяются численные значения коэффициентов полиномов по результатам аппроксимации функциональных зависимостей, скорректированных персоналом.

Список использованной литературы

I. Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей конденсационных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт. М.: СПО Союзтехэнерго, 1978.

2. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. М.: Энергия, 1979.

3. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). М.: Энергия, 1973.

4. Пазухин В.В., Карабаин С.С. и др. Влияние присосов на температуру уходящих газов. М.: Электрические станции, 1968, № 6.

5. Щербич В.И., Шкевич Л.М., Кудага Г.Н., Гребеневич И.А. Алгоритм автоматизированного анализа тепловой экономичности мощных конденсационных турбоагрегатов. БУ (ВИНИТИ) "Депонированные рукописи", 1978, № 2, Д/406.

6. Соколов Е.Я. Тепловые характеристики теплообменных аппаратов. М.: Теплоэнергетика, 1958, № 5.

7. Соколов Е.Я., Бунин В.С., Литвина С.З. Методы расчета переменных режимов работы теплофикационных турбин с многоступенчатым подогревом сетевой воды. М.: Электрические станции, 1970, № 10.

8. Щербич В.И. Характеристики состояния узлов турбоагрегата в системе автоматизированного анализа его экономичности. М.: Электрические станции, 1974, № 5.

9. Берман Л.Д. К инженерному расчету конденсаторов паровых турбин. М.: Теплоэнергетика, 1975, № 10.

10. Щербич В.И. Показатели качества работы конденсационной установки в системе автоматизированного анализа экономичности турбоагрегата. М.: Электрические станции, 1975, № 2.

II. Жилкин Н.А., Менделеев Г.А., Федотова А.С. Определение на вычислительной машине загрязненности трубок конденсатора турбины 500 МВт ХТГЗ. М.: Электрические станции, 1976, № I.

I2. – Инструкция по эксплуатации башенных градирен на тепловых электростанциях. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972.

I3. Щербич В.И. Вопросы автоматизированного анализа тепловой экономичности систем охлаждения конденсаторов ТЭЦ. М.: РЖ ВИНИТИ, Электротехника и энергетика, 1977, № 8, Д/370.

I4. Щербич В.И., Кернога Н.П. Автоматизированный анализ состояния проточной части турбин энергоблоков. М.: Электрические станции, 1979, № I.

I5. Щербич В.И., Кернога Н.П. Анализ технического состояния питательных насосов в АСУ ТП энергоблоков. Системы управления в энергетике. Сборник трудов ЭНИН им. Г.М.Кржижановского. М.: 1980.

I6. Щербич В.И. и др. Характеристики структур тепловой схемы турбоагрегата при автоматизированном анализе экономичности его работы. М.: Теплоэнергетика, 1974, № 5.

I7. Золотарева В.А. К вопросу об отложении солей в проточной части паровых турбин. – Сб."Научные и прикладные проблемы энергетики", вып.2. Минск, Высшая школа, 1975.

I8. Зусманович Л.Б., Марьянчук М.А. Влияние заноса солями проточной части турбин К-100-90 ЛМЗ на их экономичность. М.: Теплоэнергетика, 1969, № 10.

19. Бритько В.С., Пухтеев М.И., Щербич В.И., Янищкий В.А. Оперативный анализ экономичности в АСУ ТП энергоблоков. - "Автоматические и автоматизированные системы управления в энергосистемах". Сборник трудов ЭНИН им.Г.М.Кржижановского. М.: 1977.

20. Рубинштейн Я.М., Щепетильников М.И. Расчет влияния изменений в тепловой схеме на экономичность электростанции. М.: Энергия, 1969.

21. Баубель Л.А., Щербич В.И. Уравнения для анализа в АСУ ТП влияния режима главных электоров на экономичность турбоустановки Т-250-240. "Научные и прикладные проблемы энергетики", вып.6, Минск, Высшая школа, 1979.

22. Баубель Л.А., Щербич В.И. Уравнения для расчета влияния начальных параметров пара и КПД проточной части на экономичность турбины Т-250-240. - "Автоматические и автоматизированные системы управления в энергетике". Сборник трудов ЭНИН им. Г.М.Кржижановского, вып. 65.М.: 1978.

23. Щербич В.И., Баубель Л.А. Методы расчетов в АСУ ТП перерасходов тепла и топлива теплофикационными турбоагрегатами. М.: Электрические станции, 1981, № 1.

24. Крамаренко В.И. Определение коэффициента удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. М.: Электрические станции, 1977, № 9.

25. Пухтеев М.И., Щербич В.И. Построение фактических энергетических характеристик энергоблоков на основе автоматизированного анализа их тепловой экономичности. Экспресс-информация: "Средства и системы управления в энергетике", 1978, № 4.

26. Щербич В.И., Малеев В.А. и др. Требования к измерительным устройствам в системах автоматизированного анализа экономичности турбинного оборудования. М.: Электрические станции, 1973, №7.

27. Зак И.Д., Хаит Я.Г., Шульман А.Е. Методы вычисления технико-экономических показателей. - Труды ЦНИИКА, вып. 2. М.: 1969.

28. Терновых Ю.П., Жеников Ю.И. Информационная надежность и контроль достоверности информации в системах управления. М.: 1976, № 6.

29. Анищенко В.А., Казанская Т.Н. Обнаружение и локализация грубых погрешностей измерений параметров технологического процесса. - "Каталог алгоритмических модулей общепромышленного применения". М.: ЦНИИТЭ приборостроения, 1980, № 4.

30. Степанов В.И., Цейтлин Р.А., Заморин С.А. Контроль точности измерений в системе автоматического расчета технико-экономических показателей энергоблоков. М.: Теплоэнергетика, 1979, № 8.

31. - Правила 28-64 измерения расхода жидкости, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами. М.: Издательство Государственного комитета стандартов мер и измерительных приборов СССР, 1964.

32. - Инструкция по учету отпуска тепла электростанциями и предприятиями тепловых сетей. М.: Энергия, 1976.

33. - Методические указания по организации измерений расхода воды в водоводах большого диаметра с помощью сегментных диафрагм. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1969.

34. Гвоздецкий Л.А., Горбаненко А.Д. Мероприятия по экономическому использованию низкосортных мазутов на электростанциях. - Сборник "Экономия топлива на электростанциях и в энергосистемах". М.: Энергия, 1967.

35. Магадеев В.Ш., Надыров И.И., Шалейко В.Г. Коррозия регенеративных воздухоподогревателей при различных способах очистки. М.: Электрические станции, 1973, № 9.

36. Ермаков В.С., Пазухин В.В., Сенягин Ю.В., Ширма Н.Г. Основные принципы построения и функционирования АСУ ТЭС. Обзор. М.: Информэнерго, 1976.

37. -Инструкция по составлению технического отчета о тепловой экономичности работы электростанций. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971.

38. - Инструкция и методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях. М.: БТИ ОРГРЭС, 1966.

39. - Дополнение к инструкции и методическим указаниям по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971.

40. - Методические указания по расчету норм удельных расходов топлива. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971.

41. - Положение о согласовании нормативных характеристик оборудования и расчетных удельных расходов топлива. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975.

42. Вукалович М.П., Ривкин С.Л., Александров А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. М.: Стандарт, 1969.

Приложение I

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ИСХОДНО-НОРМАТИВНОГО СОСТОЯНИЯ СЕТЕВЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Номер параметра	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Формула вычисления	Контрольное значение	Исходная информация	Примечание
П1.1	Параметр режима поверхности нагрева ПСВ № 1	$\alpha_{пс1}^{(н)}$	-	$\sqrt{G_{св1}^{ин}\cdot 10^3}\,\ell n\,\frac{t_{sпс1}^{ин}-t_{пс1}^{\prime(ин)}}{t_{sпс1}^{ин}-t_{пс1}^{\prime\prime(ин)}}$; $t_{sпс1}^{ин}=f(p_{пс1}^{ин})$		Из данных испытаний или заводских расчетов "чистых" подогревателей (условные обозначения аналогичны табл. 4-8, I5)	Вносятся в табл.5
П1.2	Параметр режима поверхности нагрева ПСВ № 2	$\alpha_{пс2}^{(н)}$	-	$\sqrt{G_{св2}^{ин}\cdot 10^3}\,\ell n\,\frac{t_{sпс2}^{ин}-t_{пс1}^{\prime\prime(ин)}}{t_{sпс2}^{ин}-t_{пс2}^{\prime\prime(ин)}}$; $t_{sпс2}^{ин}=f(p_{пс2}^{ин})$			

Приложение 2

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ИСХОДНО-НОРМАТИВНОГО СОСТОЯНИЯ РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Номер параметра	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Формула вычисления	Контрольное значение	Исходная информация	Примечание
П2.1	ПНД № I-3 (j = I÷3) Параметр режима поверхности нагрева подогревателя	$\alpha_j^{(н)}$	-	$\sqrt{G_j^{ин}\cdot 10^3}\,\ell n\,\frac{t_{snj}^{ин}-t_j^{\prime(ин)}}{t_{snj}^{ин}-t_j^{\prime\prime(ин)}}$; $t_{snj}^{ин}=f(p_{nj}^{ин})$		Из данных испытаний или заводских расчетов "чистых" подогревателей (условные обозначения аналогичны табл. 4-8, I4, I5)	Вносятся в табл. 5
П2.2	ПВД № 4-8 (j = 4÷8) Температура конденсата (питательной	$t_{onj}^{ин}$	°С	$t_j^{\prime(ин)}+\frac{D_0^{ин}\,r_{nj}^{ин}\,\eta}{G_j^{ин}}$		$r_{nj}^{ин}$ - скрытая теплота	Нагрев в охладителе

	воды) после основной поверхности нагрева			$r_{nj}^{ин} = f(p_{nj}^{ин})$		парообразования при давлении пара в подогревателе $p_{nj}^{ин}$	дренажа не учитывается
П2.3	Параметр режима основной поверхности нагрева	$\alpha_{onj}^{(н)}$	–	$\sqrt{G_j^{ин} \cdot 10^3}\ \ell n \dfrac{t_{snj}^{ин} - t_j^{\prime(ин)}}{t_{snj}^{ин} - t_j^{\prime\prime(ин)}}$ $t_{snj}^{ин} = f(p_{nj}^{ин})$		$t_{snj}^{\prime\prime(ин)}$ – П2.2	Результаты расчета вносятся в табл.5
П2.4	Средняя теплоемкость пара в пароохладителе	$c_{noj}^{ин}$	ккал/кг·град	$\dfrac{i_j^{ин} - i_{sj}^{ин}}{t_j^{ин} - t_{sj}^{ин}}$ $i_j^{ин} = f(p_j^{ин}, t_j^{ин})$ $i_{sj}^{ин} = f(p_j^{ин})$ $t_{sj}^{ин} = f(p_j^{ин})$			
П2.5	Средняя теплоемкость конденсата (питательной воды) в подогревателе	$c_{\delta j}^{ин}$	ккал/кг·град	$\dfrac{i_j^{\prime\prime(ин)} - i_j^{\prime(ин)}}{t_j^{\prime\prime(ин)} - t_j^{\prime(ин)}}$ $i_j^{\prime(ин)} = f(p_{\delta j}^{ин}, t_j^{\prime(ин)})$ $i_j^{\prime\prime(ин)} = f(p_{\delta j}^{ин}, t_j^{\prime\prime(ин)})$		$p_{\delta j}^{ин}$ – давление конденсата (питательной воды) перед подогревателем	
П2.6	Параметр режима поверхности пароохладителя	$\alpha_{noj}^{(н)}$		$\dfrac{\sqrt{G_j^{ин} c_{\delta j}^{ин} 10^3}}{(D_j^{ин} c_{noj}^{ин} 10^3)^{0,2}} \left[\left(t_j^{\prime\prime(ин)} - t_{onj}^{\prime\prime(ин)}\right) \Big/ \left| t_j^{ин} - t_j^{\prime\prime(ин)} - t_{onj}^{\prime\prime(ин)} + t_{onj}^{ин} \right| \right] \ell n \left| \dfrac{t_j^{ин} - t_j^{\prime\prime(ин)}}{t_{snj}^{ин} - t_{onj}^{\prime\prime(ин)}} \right|$		$c_{\delta j}^{ин}$ – П2.5 $c_{noj}^{ин}$ – П2.4	См. примечание КПП.2.3

Ответственный редактор Н.К.Демурова
Технический редактор Н.Т.Леонтьева
Корректор В.Д.Алексеева

Л 88318 Подписано к печати 18.03.83 Формат 60x84 1/8
Печ.л.8.5 (усл.печ.л.7.9) Уч.-изд. л. 8,6 Тираж 500 экз.
Заказ № 77/83 Издат № 377/81 Цена 1 руб.29 коп.

Производственная служба передового опыта и информации Союзтехэнерго
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
117252, Москва, ул.Ивана Бабушкина, д.23, корп.2

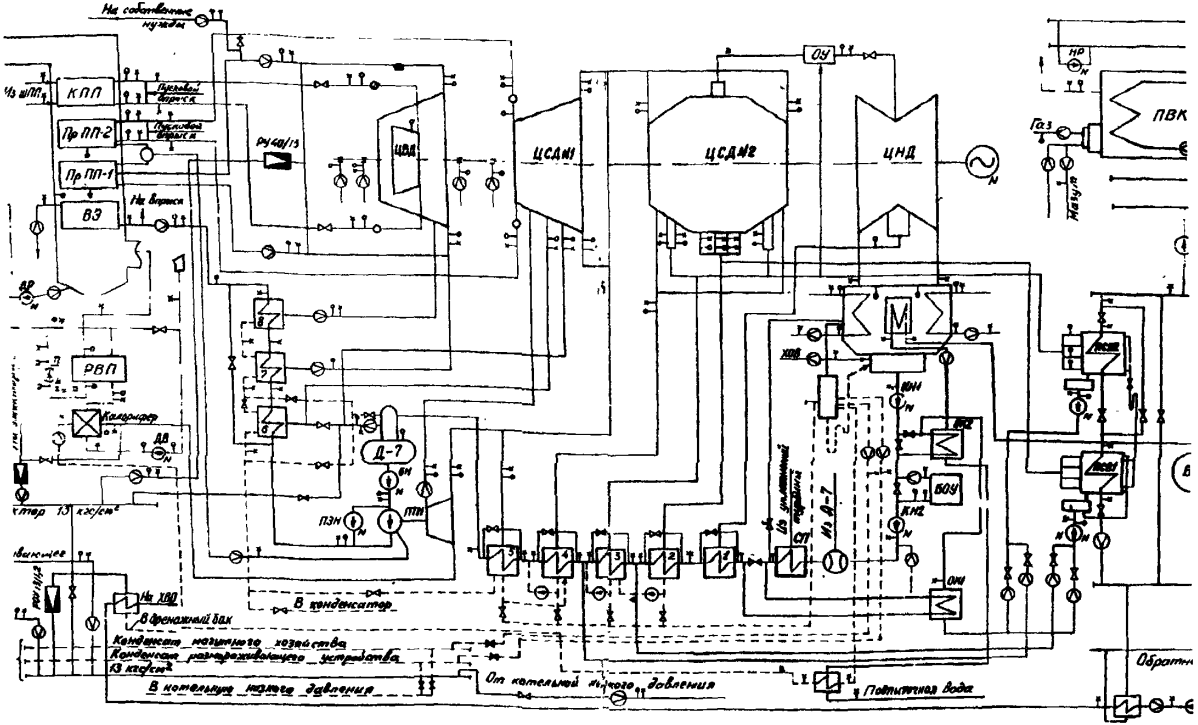


Рис. I. Принципиальная схема энергоблока Т-250/300-240 с точками измерений для расчета ТЭП:
⊖ – расход; ⚲ – давление; ✱ – температура; ⊓ – содержание O_2; ⚠ – содержание H_2;
N – электрическая мощность; Н – уровень; ⚲ – удельная электрическая проводимость конденсата

gost.e-ecolog.ru