

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ПРИ РАБОТЕ ИХ В РЕЖИМАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГРАФИКОВ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Аракелян Э.К., Андрияшин А.В., Неклюдов А.В., Новицкий Д.А., Ягупова Ю.Ю.

Национальный исследовательский университет «МЭИ»,

Россия, г. Москва ул. Красноказарменная д.14

Edik_arakelyan@inbox.ru, andryushin.av@mail.ru

Аннотация: Рассматриваются проблемы выбора оптимальных режимов и параметров теплофикационных агрегатов большой мощности при работе их в режимах регулирования электрической нагрузки и отпуска тепла тепловым потребителям. Показано, при разработке оптимизационных моделей возникает необходимость расчета задачи оптимизации для различных горизонтов планирования. Требования к точности оптимизационной модели варьируются в зависимости от глубины планирования. Для оперативного планирования требуется максимальная точность. При планировании на среднесрочную перспективу используются прогнозные показатели, которые имеют более высокую погрешность. Поэтому требования к оптимизационной модели могут быть менее строгими. Детальное описание компонентов оптимизационной модели позволяет добиться высокой точности. Кроме точности важным фактором является вычислительная сложность или время поиска оптимального решения. Особое внимание уделено учету величины недогрева в сетевых подогревателях при распределении тепловой нагрузки между ними,

Ключевые слова: ТЭЦ, оптимизация режимов, состав генерирующего оборудования, распределение нагрузки, горизонт планирования, модель ТЭЦ, характеристическая поверхность, линейная аппроксимация, точность расчета, время расчета

Особенность работы современной энергетики заключается в резкопеременном характере графиков электрической нагрузки, характеризующихся в том числе глубокими провалами при прохождении ночных минимумов электрической нагрузки. Изменение конъюнктуры энергопотребления потребовало участия теплофикационных электростанций в регулировании электрической нагрузки с одновременным обеспечением отпуска тепла тепловым потребителям в соответствие с суточным графиком теплопотребления. С другой стороны, значительное увеличение стоимости топлива ставит задачу высокоэффективной эксплуатации оборудования на всех режимах работы. Если к этому добавить жесткие современные требования к ТЭЦ по экологической безопасности и надежности энергоснабжения, то становится очевидным, что от эксплуатационного персонала ТЭЦ требуются новые подходы к решению проблемы эффективной работы во всех режимах, в том числе и при прохождении провалов графиков энергопотребления.

Одним из возможных направлений повышения эффективности эксплуатации оборудования ТЭЦ в указанных условиях – оптимизация режимов работы в краткосрочном и среднесрочном аспектах времени, включая задачи выбора состава генерирующего оборудования и оптимальное распределение тепловой и электрических нагрузок при известном составе генерирующего оборудования. В среднесрочном аспекте времени, за 2-3 суток до оперативных, как правило, решается задача выбора состава генерирующего оборудования, а в краткосрочном – за сутки при подготовке станцией предложений для выхода на различные сектора рынка электроэнергетики и мощности и в текущем времени при выполнении диспетчерского графика.

В настоящее время разработаны различные методики и программные комплексы для внутростанционной оптимизации режимов работы оборудования, в том числе применительно к задаче оптимального распределения текущей нагрузки [1-5]. К сожалению они не нашли широкого применения в эксплуатации, несмотря на значительный интерес со стороны эксплуатационного персонала к ней. Причиной сложности использования их в эксплуатации при отсутствии ПТК, а в некоторых случаях и при их наличии, является значительная доля ручного ввода исходных данных для выбора оптимального режима при каждом изменении задания. Это обусловлено отсутствием интерфейсов взаимодействия между программными комплексами и системами автоматизации, установленными на электростанциях.

Для режимов ТЭЦ применяются различные методы оптимизации, а выбор математического аппарата зависит от типов турбоустановок, способов представления энергетических характеристик турбин, структуры отпуска тепла со станции. Аналитические методы поиска оптимальных решений для ТЭЦ со сложным составом оборудования непригодны ввиду большого числа переменных и ограничений на них. Для эффективного решения оптимизационной задачи распределения нагрузок необходимо корректно применять тот или иной метод оптимизации, соответствующий решаемой

задачи как с точки зрения возможности его применения, так и с точки зрения трудоемкости расчетов, сложности программирования и универсальности применения.

Вычислительная сложность построенных математических моделей напрямую связана с количеством оптимизационных переменных и ограничений. При планировании на несколько интервалов времени для каждого из интервалов производится описание технологического процесса и накладываются динамические ограничения на соседние. По этой причине количество оптимизационных переменных линейно связано с глубиной прогнозирования, так как она определяет количество временных интервалов.

В данной работе в качестве метода оптимизации используется смешанное целочисленное линейное программирование. Этот подход позволяет представить оптимизационную модель в виде набора связанных друг с другом элементов оптимизационной модели. Каждый компонент позволяет формализовать в себе элемент технологического процесса. Если предположить, что у каждого компонента оптимизационной модели есть возможность управления точностью аппроксимации технологического процесса, то появляется возможность управления сложностью вычислительного процесса. Упрощенная схема технологического процесса ТЭЦ с поперечными связями представлен на рисунке ниже:

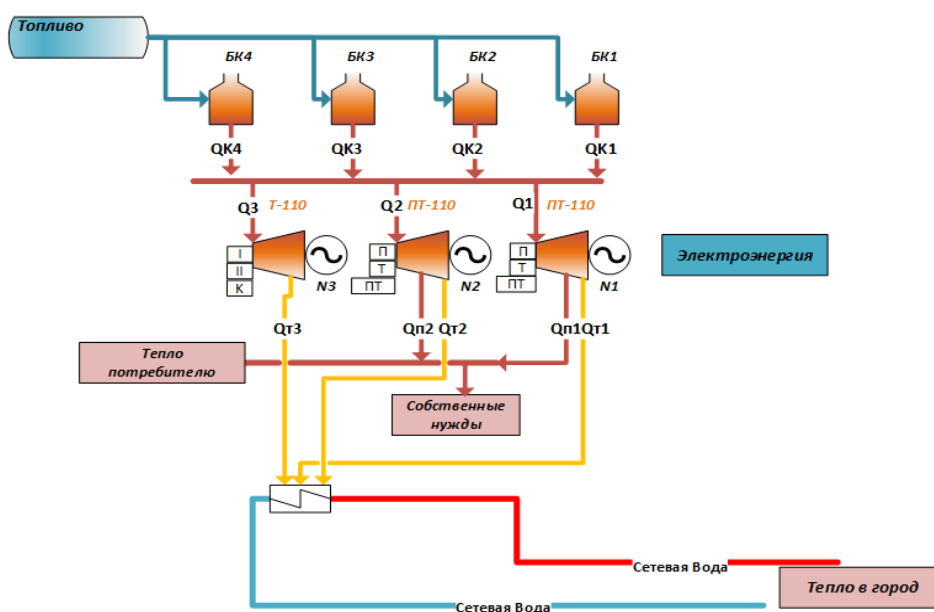


Рис.1. Упрощенная схема технологического процесса ТЭЦ с поперечными связями

Модель ТЭЦ представлена группой котлов и турбин, объединенных коллекторами высокого, среднего и низкого давлений. Каждая из турбин может работать в трёх режимах: Турбина типа Т - в одноступенчатом, двухступенчатом и конденсационном, турбина типа ПТ - в П режиме (с промышленным отбором), в Т режиме или ПТ режиме. Для каждого момента времени определяется суммарный расход пара промышленному потребителю, тепловой расход пара на теплофикационные отборы. Для режимов Т выбирается число подключенных сетевых подогревателей при известных: температуре сетевой воды до и после сетевой установки. Особое внимание уделяется учету реального технического состояния сетевых подогревателей по фактическим значениям недогрева сетевой воды.

При решении краткосрочной задачи планирования доход станции (Income) определяется продажей электроэнергии на рынке электроэнергии и мощности, продажей тепла тепловому и промышленному потребителю:

$$Income = \sum_{t,g} N[t,g] * Price[t] + Qп[t] * PriceQп + Qт[t] * PriceQт , \quad (1)$$

где N – объём генерации, МВт. ч; $Price$ – цена за МВт * ч на , оптовом или балансирующем секторах рынка в зависимости от текущей решаемой задачи;

$Qп$ – объём отпуска тепла промышленному потребителю, Гкал;

$Qт$ – объём отпуска телпа тепловому потребителю, Гкал;

$PriceQп, PriceQп$ –цена за 1 Гкал для промышленного и теплового отборов ; t – индекс времени;

g – индекс генерирующей единицы .

Затраты (Expense) определяются объёмом израсходованного топлива.(UsedFuel) его стоимостью (PriceFuel)^

$$Expense = UsedFuel * PriceFuel \quad (2)$$

Прибыль станции (Profit) определяется как разница дохода и затрат::

$$Profit = Income - Expense . \quad (3)$$

Для упрощения (1)-(3) получены без учета затрат на электрические собственные нужды, покрываемые за счет покупки электроэнергии на рынке.

Процесс разработки оптимизационной модели состоит из набора этапов, включающих в себя процесс верификации на фактических данных. Верификация модели происходит при параметре аппроксимации процесса, обеспечивающей максимальную точностью процесса. При выполнении оптимизационного расчёт на несколько суток с детализацией для каждого часа, вычислительная сложность становится на столько высокой, что оптимизационный расчёт в установленный лимит времени (например, 30 минут) затруднителен. Чтобы понизить сложность, можно выполнить аппроксимацию процесса с максимальной погрешностью не более чем 0.5 % или абсолютного отклонения.

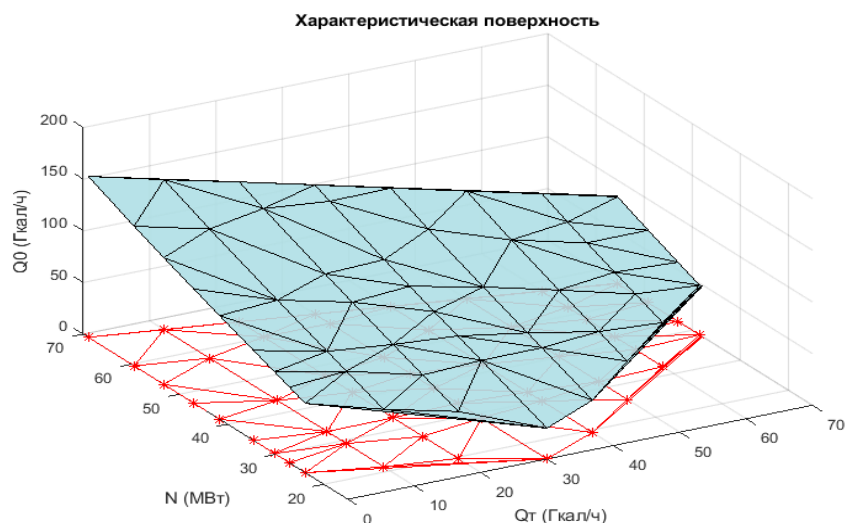


Рис. 2. Характеристическая поверхность

После выполнения аппроксимации происходит сокращение точек, по которым строится аппроксимирующая поверхность.

При этом существенно сокращается время выполнения расчётов

Ниже представлены результаты численных экспериментов при различных шагах аппроксимации, определяющий максимальную погрешность аппроксимации.

Таблица 1. Расчеты численных экспериментов

Расчёт	Мах погрешность аппроксимации	Найденный результат, P	Кол-во переменных	Время расчёта ,с
1	0.5 Гкал	263 696	150 763	492
2	1 Гкал	263 288	142 525	426
3	2 Гкал	263 235	139 069	287
4	10 Гкал	260 359	135 181	380
5	Линеаризованная с помощью регрессии характеристическая поверхность турбины	225 407	2 360	7

Если характеристическую поверхность (рис.2) представить в виде линейной модели с учётом области допустимых значений в виде набора линейных ограничений, полученных с помощью построения выпуклой оболочки, то количество переменных и время выполнения расчёта

существенно сокращается. Последнее подтверждается расчётом номер 5 в табл.1. Данный тип аппроксимации можно назвать линейной.

Для решения задач ВСВГО возможно выполнение оптимизационных расчётов в два этапа:

1. Выполняется расчёт с минимальной вычислительной сложностью (используется линейная аппроксимация);
2. Фиксируются состояния оборудования;

При фиксированном состоянии оборудования повторяется расчёт с требуемой вычислительной сложностью.

На основании результатов расчёта номер 5 (табл.1) выполняется фиксация состава включенного генерирующего оборудования и режима турбин (одноступенчатый, двухступенчатый, конденсационный). Далее выполняется более детальный расчёт режима работы:

Таблица 2. Расчеты численных экспериментов.

Расчёт	Мах погрешность аппроксимации	Найденный результат, Р	Кол-во переменных	Время расчёта
6	10 Гкал	260 359	71 963	45 сек

Результат проведения эксперимента по решению задачи выбора состава генерирующего оборудования в два этапа показывает, что значение целевой функции найдено. Суммарное время расчёта экспериментов 5 и 6 составляет 52 секунды, что в несколько раз быстрее чем время выполнения расчёта в один этап (расчёты 1-4)

В табл.3 приведены результаты оптимизационного расчёта, выполненные при использовании линейной аппроксимации при различных горизонтах планирования.

Таблица 3. Результаты экспериментов при использовании линейной аппроксимации.

Расчёт	Глубина планирования, часов	Найденный результат, Р	Кол-во переменных	Время расчёта
1	24	225 407	2 360	7 сек
2	48	761 877	4 712	12 сек
3	72	1 236 193	9 523	51 сек
4	168	5 293 898	22 195	26 сек

Как видно из набора экспериментов, время выполнения расчёта выбора состава оборудования для планирования режима на несколько суток не превышает одной минуты. Далее для каждых суток при выбранном составе оборудования достаточно провести расчёт режима работы оборудования, и задача планирования режимов с горизонтом в несколько суток решена.

В качестве библиотеки, выполняющей решение задачи Смешанного Целочисленного Линейного Программирования, использовался продукт Gurobi 9.1

Данный подход позволяет добиться сходимости процесса в регламентированные сроки выполнения расчёта с требуемой для эксплуатации точностью.

Исследование выполнено с финансовой поддержкой Российского научного фонда, грант №19-19-00601

Литература

1. Э.К. Аракелян, Г.А. Пикина; под ред. Т.Е. Щедеркиной. – 2-е изд., перераб. и доп. Оптимизация и оптимальное управление: учеб. пособие /– М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
2. Попов В.П, Михайлов И.В. Интервальный подход к оптимизации решения многокритериальных задач о назначениях. Прикладная информатика, №3 (57) , 2015.
3. J. Branke, K. Dob, K. Miotinnen, K.Siovinsk *Muitiobjective Optimization* . Interactive and Evolutionary Appreactres. Lecture Notes in Computer Science. V.5252 Springer, 2008.
4. В.А. Иващенко, И.Н. Фомин, Т.Э. Шульга Математическая модель и алгоритм оперативного управления генерирующим оборудованием ТЭС
5. A.V. Andryushin, E.K. Arakelyan, A.V. Neklyudov, J.Y. Yagupov,a N.S. Dolbikova, O.K. Kokhova Method of the Optimal Distribution of Heat and Electrical Loads