

## Распределение нагрузки между турбоагрегатами теплоэлектроцентрали с использованием принципа оптимальности Беллмана

Жуков В.П., Барочкин Е.В., доктора техн. наук, Уланов Д.А., асп.

**В рамках динамического программирования сформулирована задача оптимального распределения электрической и тепловой нагрузки между турбоагрегатами и подогревателями сетевой воды теплоэлектроцентрали. Решение многомерной оптимизационной задачи получено с использованием принципа оптимальности Беллмана.**

*Ключевые слова:* электрическая нагрузка, турбоагрегат, принцип оптимальности, энергопоток, температура насыщения.

## Load distribution over turbosets of a heat and power plant using the Bellman's principle of optimization

Ulanov D.A., Graduate student, Zhukov V.P., Doctor of engineering science,  
Barochkin E.V., Doctor of engineering science

**Within the framework of dynamic programming the problem of electrical and heat load optimum distribution between turbosets and preheaters of pipe-line water of thermal central units is formulated. The solution of a multidimensional optimization problem is obtained with usage of the Bellman's optimality principle.**

*Keywords:* electric load, turboset, optimality principle, energy flow, temperature of the saturation.

Общая тепловая и электрическая нагрузки теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) могут обеспечиваться множеством вариантов нагрузок отдельных турбоагрегатов, при этом каждый такой вариант обладает разной эффективностью. Поиску оптимального распределения нагрузок оборудования посвящено большое количество исследований [1–3], в которых, однако, не учитывается влияние структуры и режимов теплофикационных установок (ТФУ).

Сетевые подогреватели, входящие в состав ТФУ, могут также различными способами подключаться по воде и пару. Соответственно, способ их подключения влияет на тепловую эффективность отдельного турбоагрегата и всей станции. Это влияние приводит к необходимости оптимизировать распределение нагрузок на ТЭЦ с учетом схем подключения ТФУ и режимов ее работы. Выбор для ТФУ своей целевой функции и оптимизация ее на уровне подсистемы, очевидно, не обеспечивают оптимального решения для всей системы ТЭЦ. Следовательно, оптимизацию подсистемы ТФУ следует выполнять в рамках оптимизации всей системы тепловой станции. Сложность учета влияния ТФУ определяется большим разнообразием схем включения сетевых подогревателей в тепловые схемы ТЭЦ. Подогреватели могут подключаться либо к станционному коллектору пара, либо к отбору пара турбины. Давление пара во втором случае может индивидуально регулироваться диафрагмой в зависимости от тепловой нагрузки. Далее рассматривается случай индивидуального подключения сетевых подогревателей к отбору турбины, что характерно для теплофикационных турбин типа Т. При совместной оптимизации

распределения нагрузки между турбинами и подогревателями ТФУ число параметров оптимизации существенно увеличивается, что приводит, особенно при использовании неэффективных вычислительных алгоритмов, к значительному увеличению необходимого для расчета машинного времени. Попытки решения задачи оптимального распределения нагрузки ТЭЦ с учетом ТФУ методом перебора с переменным шагом показали, что требуемое для вычислений машинное время не позволяет обеспечить в оперативном режиме оптимальное управление работой станции. Существенную экономию машинного времени при решении многомерных оптимизационных задач обеспечивают методы динамического программирования [4]. Наиболее приемлемым в данном случае следует признать использование принципа оптимальности Беллмана [5], который позволяет решение многомерной оптимизационной задачи свести к решению нескольких одномерных оптимизационных задач, что, в свою очередь, позволяет в разы сократить требуемое машинное время. Ниже в рамках динамического программирования решается задача оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ с учетом влияния теплофикационной установки.

В качестве объекта исследования выбирается ТЭЦ с теплофикационными турбинами типа Т, с которой производится отпуск и электрической и тепловой энергии. Схема энергопотоков для такой ТЭЦ с двумя турбинами приводится на рис. 1.

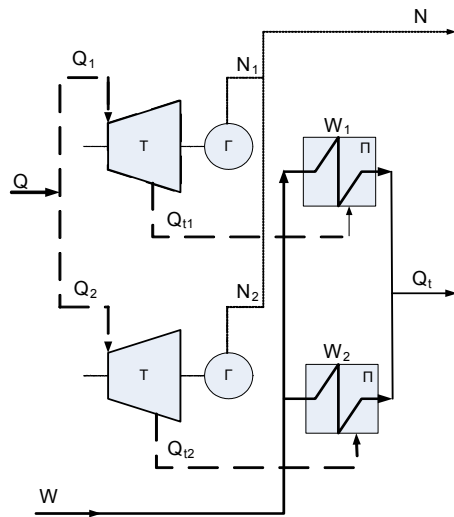


Рис. 1. Схема энергопотоков на ТЭЦ с двумя теплофикационными турбинами: Т – турбина; Г – генератор; П – подогреватель; сплошной линией показаны энергопотоки с сетевой водой, штриховой – с паром, пунктирной – с электрическим током

Целью исследования является определение оптимальных технологических режимов работы ТЭЦ, которые обеспечивают минимальный расход тепловой энергии на выработку заданного количества электрической и тепловой энергии. Таким образом, в качестве целевой функции оптимизации выбирается суммарный расход тепловой энергии на ТЭЦ, в качестве искомых параметров оптимизации рассматриваются тепловые и электрические нагрузки турбоагрегатов и сетевых подогревателей при заданных общих станционных нагрузках. Задача исследования может быть сформулирована следующим образом: оптимально распределить заданную тепловую ( $Q$ ) и электрическую ( $N$ ) нагрузки между турбоагрегатами с учетом влияния режима работы теплофикационных установок. Задача формулируется в терминах динамического программирования для возможности ее решения с использованием алгоритма Беллмана.

Математическая формулировка задачи оптимального распределения нагрузки между  $n$  турбоагрегатами с учетом ТФУ записывается в виде

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{i=1}^n N_i \cdot q_{mi}(W_i, Q_{ti}, N_i) \Rightarrow \min_{W_i, Q_{ti}, N_i}, \quad (1)$$

где  $Q$  – суммарный расход тепловой энергии на выработку электрической энергии;  $N$  – электрическая мощность турбогенератора;  $q_m$  – удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии;  $Q_t$  – тепловая нагрузка теплофикационного отбора пара;  $W$  – водяной эквивалент, равный произведению расхода ( $G$ ) на теплоемкость ( $c$ ) сетевой воды;  $n$  – количество турбоагрегатов, участвующих в распределении нагрузки; индекс  $i$  – номер турбоагрегата или номер подогревателя.

Следует дополнительно отметить, что область допустимых нагрузок оборудования определяется технологическими ограничениями и имеет достаточно сложную форму, что необходимо учи-

тывать при решении оптимизационной задачи. Напомним, что в рассматриваемой задаче, в соответствии с рис. 1, число турбоагрегатов равно числу сетевых подогревателей.

Традиционно в задачах динамического программирования [4] оптимальным образом распределяется какой-то ресурс (аддитивный параметр), в качестве которого в данном случае рассматриваются общая электрическая, общая тепловая нагрузки и общий расход сетевой воды. Суммарные значения тепловой и электрической нагрузок и расхода сетевой воды, которые необходимо распределить по агрегатам, считаются заданными и записываются в виде следующих ограничений:

$$W = \sum_{i=1}^n W_i; \quad Q_t = \sum_{i=1}^n Q_{ti}; \quad N = \sum_{i=1}^n N_i. \quad (2)$$

Для решения оптимизационной задачи (1) с ограничениями (2) сначала необходимо получить в явном виде зависимость целевой функции ( $Q$ ) от параметров оптимизации ( $W_i, Q_{ti}, N_i$ ). Традиционно энергетические характеристики теплофикационной турбины [6] представляются в виде зависимостей удельного расхода тепловой энергии на выработку электрической энергии ( $q_{mi}$ ) от давления пара в теплофикационном отборе ( $P_{ti}$ ), отпуска тепловой энергии с горячей водой ( $Q_{ti}$ ) и электрической нагрузки ( $N_i$ ):  $q_{mi}(P_{ti}, Q_{ti}, N_i)$ . Данную зависимость удобнее преобразовать в зависимость общего расхода тепловой энергии на турбогенератор, которая находится как произведение электрической нагрузки турбины на удельный расход тепловой энергии:  $Q_i = N_i q_{mi}(P_{ti}, Q_{ti}, N_i)$ . Данный вид энергетической характеристики монотонно изменяется с изменением электрической нагрузки и с достаточной для расчета точностью может быть представлен полиномом вида  $Q_i = N_i \cdot q_{mi}(P_{ti}, Q_{ti}, N_i) = c_1 + c_2 * P_{ti} + c_3 * Q_{ti} + c_4 * N_i + c_5 * P_{ti}^2 + c_6 * Q_{ti}^2 + c_7 * N_i^2$ . (3)

Качество аппроксимации нормативных энергетических характеристик турбины Т-100 выражением (3) иллюстрирует рис. 2.

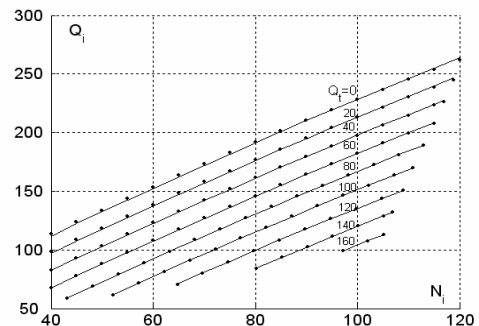


Рис. 2. Сопоставление нормативных (точки) и аппроксимирующих зависимостей энергетических характеристик турбины Т-100 согласно (3) (линии) при давлении пара в теплофикационном отборе 0,1 МПа ( $N$ , МВт;  $Q_t$ , Гкал/ч,  $Q_b$ , Гкал/ч)

Давление пара в теплофикационном отборе в полиноме (3) выражается через параметры оптимизации следующим образом. Для сетевого подогревателя при известных его энергетических характеристиках и заданной температуре сетевой воды на входе температура пара внутри подогревателя в состоянии насыщения будет определяться из решения уравнения теплопередачи в виде [7]

$$t_{ni} = \frac{Q_{ti}}{W_i (1 - \exp(-k_i F_i / W_i))} + t_0, \quad (4)$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи;  $t_0$  – входная температура сетевой воды;  $t_n$  – температура насыщения горячего теплоносителя (пара) в сетевом подогревателе.

Температура насыщения в подогревателе (4), необходимая для передачи заданной тепловой нагрузки, однозначно определяет необходимое для этого давление пара в отборе. Это давление, пренебрегая падением давления пара за счет гидравлического сопротивления трубопровода от отбора до подогревателя, определяется как давление насыщенного пара при найденной согласно (4) температуре. Для нахождения связи между давлением насыщения и температурой насыщения используются таблицы свойств воды и водяного пара. В рабочем диапазоне давлений пара в теплофикационном отборе турбины Т-100 (0,05–0,16 МПа) указанная зависимость может быть аппроксимирована кубическим полиномом

$$P_{ti} = c_1 + c_2 * t_{ni} + c_3 * t_{ni}^2 + c_4 * t_{ni}^3, \quad (5)$$

где найденные коэффициенты полинома равны соответственно:

$$c_1 = -1,131462222256232e - 001,$$

$$c_2 = 4,576933898533753e - 003,$$

$$c_3 = -6,340109728597554e - 005,$$

$$c_4 = 3,907597352359460e - 007.$$

Качество аппроксимации кубическим полиномом (5) табличной зависимости давления насыщенного пара от температуры насыщения проиллюстрировано на рис. 3.

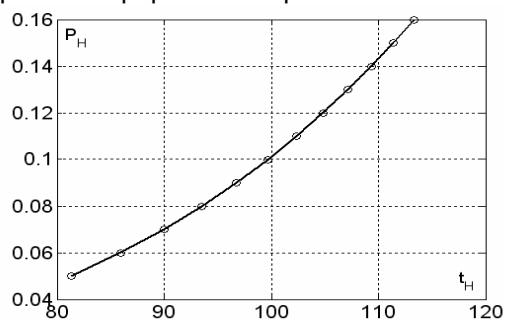


Рис. 3. Табличная [8] (точки) и расчетная (5) (линия) зависимости давления насыщенного ( $P_n$ , МПа) от температуры ( $t_n$ , °С)

Подстановка выражения (4) в (5), а полученной зависимости в (3), а затем в (1) позволяет получить явную зависимость целевой функции (1) от параметров оптимизации  $W_i$ ,  $Q_{mi}$ ,  $N_i$ , где  $i = 1, 2, \dots, n$ . Три ограничения (2) уменьшают число параметров оптимизации задачи (1) на три.

При распределении нагрузки между  $n$  турбинами при трех искомым параметрах для каждой турбины с учетом трех связей (2) число параметров оптимизации равно  $(3n - 3)$ . Использование принципа оптимальности Беллмана позволяет  $(3n - 3)$ -мерную оптимизационную задачу решить как  $(n - 1)$  трехмерных оптимизационных задач. Соответственно, если на ТЭЦ эксплуатируются пять турбоагрегатов, то решается четыре трехмерные оптимизационные задачи относительно параметров  $W_i$ ,  $Q_{ti}$ ,  $N_i$ , где  $i = 1, 2, 3, 4$ . Для пятой турбины параметры могут определяться из трех уравнений ограничений (2). Для рассматриваемой задачи алгоритм оптимизации Беллмана реализуется следующим образом. На первом этапе оптимизации выбранное множество суммарных нагрузок ТЭЦ оптимально распределяется между двумя турбинами и все эти оптимальные распределения сохраняются. На втором этапе оптимально распределяется выбранное множество нагрузок между третьей турбиной и оптимальным распределением нагрузок между первыми двумя турбинами. На третьем шаге оптимально распределяется нагрузка уже между четвертой и оптимальным распределением нагрузок для трех первых турбин и т. д.

Таким образом, использование принципа оптимальности Беллмана позволяет искать на каждом шаге распределение нагрузок как бы между двумя турбинами: одна турбина с текущим номером и другая условная турбина, представленная оптимальным вариантом распределения оставшейся от текущей турбины части суммарной нагрузки.

Решение оптимизационной задачи методом Беллмана рассматривается на примере ТЭЦ с двумя теплофикационными турбинами Т-100, схема включения которых приводится на рис. 1. В качестве исходных данных выбраны следующие параметры: температура сетевой воды на входе в ТФУ  $t_0 = 60^\circ\text{C}$ ; площадь поверхности теплообмена каждого сетевого подогревателя  $F_1 = F_2 = 2300 \text{ м}^2$ ; коэффициенты теплопередачи для подогревателей  $k_1 = k_2 = 5000 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ; удельная теплоемкость воды  $c = 4,21 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ ; исследованный диапазон отпуска тепловой энергии на теплофикацию  $Q_t = 150\text{--}250 \text{ Гкал/ч}$ ; суммарный водяной эквивалент сетевой воды в диапазоне  $W = 8\text{--}10 \text{ МВт/К}$ ; электрическая мощность станции  $N = 150 \text{ МВт}$ .

Решение получено в виде распределения тепловых и электрических нагрузок между двумя турбинами станции с учетом влияния режима работы сетевых подогревателей согласно (1)–(5). Результаты представлены на рис. 4 в виде энергетических характеристик станции: зависимости суммарного расхода тепловой энергии на станцию на выработку электрической энергии от отпускаемой со станции тепловой энергии при разных

расходах сетевой воды. Каждой показанной на графике точке соответствует оптимальное распределение нагрузки между турбоагрегатами.

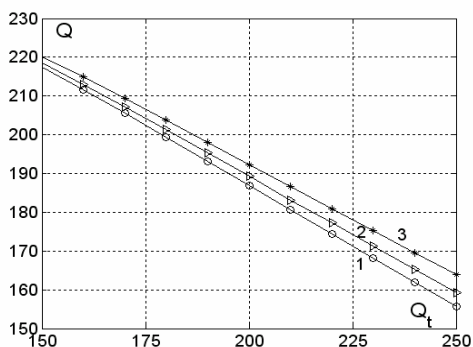


Рис. 4. Оптимальная энергетическая характеристика станции из двух турбин Т-100 в виде зависимости суммарного расхода тепловой энергии на станцию от тепловой энергии, отпускаемой с ТЭЦ, при разных значениях водяного эквивалента сетевой воды: 1 –  $W = 10$  МВт/К; 2 –  $W = 9$  МВт/К; 3 –  $W = 8$  МВт/К

Полученные оптимальные режимы позволяют определять минимальную себестоимость

Уланов Денис Александрович,  
Ивановский государственный энергетический университет,  
аспирант кафедры прикладной математики,  
телефон (4932) 26-97-45.

Жуков Владимир Павлович,  
Ивановский государственный энергетический университет,  
доктор технических наук, профессор кафедры прикладной математики,  
телефон (4932) 26-97-45.

Барочкин Евгений Витальевич,  
Ивановский государственный энергетический университет,  
доктор технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций,  
e-mail: admin@tes.ispu.ru

отпускаемой энергии и строить оптимальные стратегии подачи заявок на рынок электрической энергии, который к настоящему времени сложился в энергетической отрасли.

#### Список литературы

1. Качан А.Д. Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС. – Минск: Высш. шк., 1985.
2. Барочкин Е.В. и др. Программный комплекс «ТЭС-ЭКСПЕРТ»: опыт оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ // Вестник ИГЭУ. – 2006. – Вып. 4. – С. 3–6.
3. Ледуховский Г.В. и др. Оптимизация режимов работы ТЭС // Вестник ИГЭУ. – 2005. – Вып. 4. – С. 17–19.
4. Венцель Е.С. Исследование операций. – М.: Сов. радио, 1972.
5. Беллман Р. Динамическое программирование. – М.: Ин. лит-ра, 1960.
6. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
7. Борисов А.А. и др. Оптимизация многоступенчатых теплофикационных установок // Вестник ИГЭУ. – 2008. – Вып. 2. – С. 38–41.