

ЭНЕРГЕТИКА

С. В. ШАХВЕРДЯН, Г. А. БУРНАЧЯН, Р. Р. ОВАКИМЯН

ОПТИМИЗАЦИЯ СУТОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОТЕПЛОВЫХ
ЭНЕРГОСИСТЕМ С УЧЕТОМ КОЛЕБАНИЙ УРОВНЕЙ
НИЖНЕГО БЬЕФА ГЭС

При оптимизации режимов энергосистем, имеющих в своем составе низконапорные гидростанции, необходим соответствующий учет колебаний уровня нижнего бьефа ГЭС, так как они порой, достигая нескольких метров, могут оказать заметное влияние на экономичность работы станций системы. Рассматривается энергетическая система, состоящая из m ТЭС и n ГЭС. При этом на некоторых ГЭС необходим учет колебаний уровня нижнего бьефа.

В качестве критерия оптимальности принят минимум стоимости расходуемого топлива по системе за рассматриваемый период с соблюдением в каждый момент времени условия баланса мощностей, т. е.

$$\int_0^T C(N_{T1}, \dots, N_{TS}) dt = \min; \quad (1)$$

$$\sum_{s=1}^m N_{TS} + \sum_{a=1}^n N_{ia} = N_c, \quad (2)$$

где C — стоимость расходуемого топлива в единицу времени;

N_c — суммарная активная нагрузка системы;

$N_{ia}(Q_a, Y_a)$ — мощность a -ой гидростанции $a = 1, 2, \dots, n$;

N_{TS} — мощность s -ой теплостанции $s = 1, 2, \dots, m$;

Q_a — расход воды через турбины a -ой гидростанции;

Y_a — напор на a -ой гидростанции.

Проведенные рядом авторов [1, 2, 3] и нами исследования показали, что нестационарный процесс в нижнем бьефе ГЭС можно описать выражением, полученным путем приближенного решения уравнений Сен-Венана. Выведенное нами выражение для Z_i , которое несколько отличается от [3], имеет вид:

$$Z_i = Z_{i-1} + (Z_{i-1} - Z_{i-1}^c) e^{-\omega} + (Z_i^c - Z_{i-1}^c) k(t), \quad (3)$$

где Z_{i-1} , Z_i — соответственно уровни воды нижнего бьефа в $i-1$ и i интервалах при нестационарном режиме;

Z_{i-1}^c , Z_i^c — соответственно уровни воды нижнего бьефа в $i-1$ и i интервалах при стационарном режиме;

$k(t)$, $e^{-\alpha(t)}$ — переменные во времени коэффициенты, характеризующие начальный скачок расхода воды и процесс затухания.

Коэффициенты k и α определяются опытным путем. Проведенные расчеты по Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС показали, в целом, близкое совпадение натурных кривых изменения уровня нижнего бьефа с кривыми, полученными по (3).

Если в качестве параметров состояния энергосистемы принять величины Q_a , Y_a , N_{IS} , то оно опишется некоторым вектором $\bar{M}$. Возможность варьирования компонентами вектора $\bar{M}$ в определенных пределах, не нарушая ограничений, накладываемых на них, делает всю энергосистему управляемой. Это позволяет предъявить к режимам работы электростанций системы, кроме требования допустимости, т. е. удовлетворения условиям бесперебойности и расходования ГЭС в течении цикла регулирования заданного количества воды, дополнительное требование — оптимальности. Отсюда вытекает, что в каждый момент времени необходимо выбрать значения параметров состояния системы, т. е. компоненты вектора $\bar{M}$ таким образом, чтобы удовлетворялись условия (1), (2). Для обеспечения процесса алгоритмизации предварительно известными методами строится эквивалентная расходная характеристика тепловой подсистемы. Тогда компонентами вектора $\bar{M}$ будут Q_a , Y_a , N_a ($a = 1, 2, \dots, n$).

В качестве математического аппарата для решения рассматриваемой задачи используется метод динамического программирования. Если дискретизировать задачу, т. е. рассматриваемый период времени (сутки) разделить на r интервалов малой величины, то задача сводится к минимизации некоторой функции:

$$C(\bar{X}_1, \bar{X}_2, \dots, \bar{X}_r; \bar{Y}_1, \bar{Y}_2, \dots, \bar{Y}_r) = \sum_{i=1}^r \varphi_i(\bar{X}_i, \bar{Y}_i), \quad (4)$$

$$\text{при ограничениях} \quad \begin{aligned} \bar{X}_1 + \bar{X}_2 + \dots + \bar{X}_r &= \bar{X}; \\ \bar{X}_i &\geq 0, \end{aligned} \quad (5)$$

где $\bar{X}_i$, $\bar{Y}_i$ — соответственно векторы с компонентами

$$[\bar{X}_1, \bar{X}_2, \dots, \bar{X}_r]_n, [\bar{Y}_1, \bar{Y}_2, \dots, \bar{Y}_r]_n$$

$\bar{X}_i$ — расход воды через турбины ГЭС за i -ый час;

$\bar{Y}_i$ — напор на гидростанциях в i -ый час.

Для каждой ГЭС напор в i -ый час $Y_i = Y_0 - Z_i$, где $Y_0 = \text{const}$, Z — соответственно уровни верхнего и нижнего бьефов. Очевидно, что параметр Y_i не является независимым переменным, т. к. его значения определяются во времени, согласно принятого решения $\bar{X}_i(t)$, т. е. $Y_i(\bar{X}_{i-1}, \bar{X}_i)$. В этом случае при рассмотрении решения, как многостадийного процесса, минимальное значение функции C зависит от числа стадий и величины $\bar{X}$.

Вводя последовательность функций

$$R_i(\bar{X}) = \min_{\{\bar{x}_i\}} C(\bar{X}_1, \bar{X}_2, \dots, \bar{X}_i; \bar{Y}_1, \bar{Y}_2, \dots, \bar{Y}_i), \quad (6)$$

где минимум функции берется по области значений $\bar{X}_i$ (5) и, используя принцип оптимальности динамического программирования [4], получим следующие рекуррентные соотношения:

при одностадийном процессе

$$R_1(\bar{L}) = \min_{\substack{\bar{0} \leq \bar{x} \leq \bar{L}}} C_1(\bar{X}_1, \bar{Y}_1) = \varphi_1(\bar{X}_1, \bar{Y}_1), \quad 0 \leq \bar{L} \leq \bar{X}. \quad (7)$$

При i стадийном процессе

$$R_i(\bar{L}) = \min_{\substack{\bar{0} \leq \bar{x}_i \leq \bar{L} \\ \bar{x}_1 \leq \bar{x}_2 \leq \dots \leq \bar{x}_i}} [\varphi_i(\bar{X}_i, \bar{Y}_i) + R_{i-1}(\bar{L} - \bar{X}_i, \bar{X}_{i-1})], \quad (8)$$

где $\bar{L}$ — вектор с компонентами $[\bar{L}_1, \bar{L}_2, \dots, \bar{L}_n]$;

$R_i(\bar{L})$ — минимальная стоимость расходуемого топлива за i стадий;

$\varphi_i(\bar{X}_i, \bar{Y}_i)$ — стоимость расходуемого топлива на i -ой стадии, $i=2, 3, \dots, n$.

При решении рассматриваемой задачи необходимы: график нагрузки энергосистемы, эквивалентная расходная характеристика тепловой подсистемы, расходные характеристики гидростанций, объемы воды, подлежащие использованию каждой ГЭС в течение суток, зависимость уровня нижнего бьефа от расхода воды в стационарном режиме, расход воды через гидростанцию и неустановившийся уровень нижнего бьефа за последний час предыдущих суток, и уровень верхнего бьефа ГЭС. Последние три данные необходимы для ГЭС, на которых предусматривается учет нестационарных процессов в нижнем бьефе.

Так как непосредственное решение рассматриваемой задачи не возможно ввиду ее многомерности, то оно выполняется посредством рекуррентных соотношений (7), (8), полученных на основе динамического программирования, в сочетании с методом циклической диспетчеризации, сущность которого заключается в следующем. Для всех гидростанций, кроме одной, допустим n -ой, фиксируются режимы их работы с удовлетворением условия расходования заданного количества воды на каждой из них. Для этой гидростанции на основании (7), (8) определяется оптимальный режим работы и стоимость расходуемого топлива по системе. Далее, переходя к $(n-1)$ -ой гидростанции, фиксируя режим n -ой гидростанции и всех остальных, снова для $(n-1)$ -ой гидростанции определяется оптимальный режим работы и стоимость расходуемого топлива по системе и т. д. Таким образом, каждый раз варьируя режимом одной ГЭС при фиксированных режимах остальных, все время улучшаются режимы работы станций системы, приближая их к оптимальному. Расчет в такой последовательности продолжается до тех пор, пока процесс сойдется.

Так как при циклической диспетчеризации каждый раз оптимизируется режим работы одной ГЭС с эквивалентной теплостанцией, то задача намного упрощается, т. к. становится одномерной и решается в следующей последовательности.

1. Рассматриваемый период T делится на 24 часовых интервалов.

2. По расходной характеристике ГЭС устанавливается возможный предел изменения часовых расходов воды и делится на l частей с шагом ΔX .

3. Для $l=1$ часу по начальному (минимальному) значению часового расхода воды согласно (3) определяются Z и соответственно Y .

4. Имея величину напора и значение часового расхода воды, по соответствующей расходной характеристике определяется мощность гидростанции N_T .

5. По уравнению (2), имея N_T , устанавливается N_T^* , где N_T^* должно удовлетворять условию

$$N_T^{\min} \leq N_T^* \leq N_T^{\max}. \quad (9)$$

6. Если $N_T^* \leq N_T^{\max}$ переходим к следующему значению часового расхода, принимая его за начальное, и снова, согласно пунктам 3, 4, 5, определяем Y , N_T , N_T^* . Расчет в такой последовательности продолжается до $N_T^* = N_T^{\min}$. Те значения часовых расходов воды, при которых $N_T^* > N_T^{\max}$ отбрасываются и в дальнейшем не фигурируют. Объемы воды, соответствующие равенствам $N_T^* = N_T^{\max}$ и $N_T^* = N_T^{\min}$ являются минимальными и максимальными значениями часовых расходов воды, в пределах которых возможно оптимальное распределение.

7. Для значений N_T^* по эквивалентной расходной характеристике тепловой подсистемы определяются соответствующие им стоимости топлива. Таким образом, для всех X_i ($i=1, 2, \dots, l$, $l+1$) и соответствующих Y_i имеем значения $C_i = C(X_i, Y_i)$ за первый час.

8. Далее приходим к l , равному второму ($l=2$) часу.

9. Для всех значений часовых расходов воды за второй час X_i ($i=1, 2, \dots, l+1$) при фиксированном начальном расходе X_1 ($i=1$) за первый час, при котором $N_T^* = N_T^{\max}$ и соответствии с п. 3-6 определяются Y_i , $N_{T,i}$ и $N_{T,i}^*$.

10. Затем переходим к следующему фиксированному значению расхода воды X_i ($i=2$) за час и снова определяем Y_i , $N_{T,i}$ и $N_{T,i}^*$ и т. д. для всех значений X_i ($i=3, 4, \dots, l$, $l+1$).

11. Для всех значений N_T^* по эквивалентной расходной характеристике определяются стоимости расходуемого топлива за второй час, т. е. $\{C_{ij}\}$, где каждый элемент матрицы является функцией X_i и Y_i .

12. На основании рекуррентного соотношения (7) для всех значений L в пределах возможных часовых расходов за 2 часа вычисляем функцию $R_2(L)$, которая вместе с X и Y запоминается, и переходим к 3 часу.

13. Для всех значений часовых расходов воды за третий час X_3 ($\tau = 1, 2, \dots, \omega \leq l-1$) при фиксированных начальных расходах воды за предшествующие два часа в соответствии с п. п. 3-6 определяются Y_3 , N_3 и N'_{31} .

14. Согласно п. 11 определяются стоимости расходуемого топлива за 3 часа.

15. Имея результаты п. 14 и $R_2(L)$ для всех значений L в пределах возможных часовых расходов воды за 3 часа определяются значения функции $R_3(L)$ и соответствующие им X и Y .

Расчет в указанной последовательности продолжается до $t = 24$ ч.

Имея $R_{24}(L)$ для заданного $X=L$ по рекуррентным соотношениям „ходом назад“, последовательно определяются X_{24} , Y_{24} , X_{23} , Y_{23} , ..., X_1 , Y_1 , а по расходным характеристикам ГЭС соответствующие им $N_{ГЭС4}$, $N_{ГЭС3}$, ..., $N_{ГЭС1}$. Имея мощности ГЭС для каждого часа, по уравнению (2) определяются $N_{ГЭС4}$, $N_{ГЭС3}$, ..., $N_{ГЭС1}$. Для тех гидроэлектростанций, на которых не учитываются колебания уровня нижнего бьефа, все расчеты, связанные с определением часовых напоров, не должны выполняться.

На основе данного алгоритма для конкретной энергосистемы, состоящей из группы тепловых станций и одной мощной низконапорной ГЭС, составлена программа на «Урал-3», блок-схема которой представлена на рис. 1.

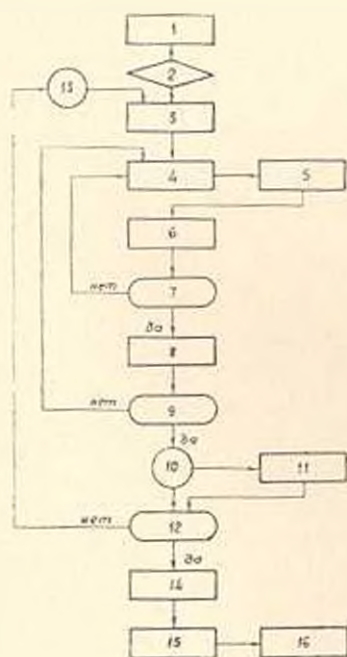


Рис. 1.

Результаты расчетов при учете нестационарных процессов в нижнем бьефе ГЭС и при $Y = \text{const}$ по сравнению с фактическим распределением

системных нагрузок показывают, что экономия топлива получается соответственно 0,42% и 0,34%.

Режим при постоянном напоре был подсчитан следующим образом. По данным фактического распределения нагрузок находится средневзвешенный напор на ГЭС. Затем производится оптимальное распределение нагрузок при заданном объеме используемой воды за сутки и находятся часовые расходы воды. По полученным часовым расходам определяются уровни нижнего бьефа и новое значение средневзвешенного напора. Расчеты в такой последовательности продолжаются до тех пор, пока значения часовых расходов воды в двух последних итерациях остаются неизменными.

В ы в о д ы

1. Метод динамического программирования в сочетании с циклической диспетчеризацией позволяет для нескольких ГЭС в процессе оптимизации сравнительно легко учесть изменения напора, обусловленные нестационарным процессом в нижнем бьефе.

2. Так как расчеты по оптимизации режимов сложных энергосистем, особенно при учете нестационарных процессов в нижнем бьефе некоторых ГЭС, очень трудоемки, то большое внимание должно быть уделено вопросам выбора шага квантования и сокращения трудоемкости вычислений.

Приложение. Описание функций операторов:

1. Ввод исходной информации.
2. Засылка единицы в ячейку i хранения номера часа.
3. Выбор нижнего предела расхода воды за каждый час.
4. Определение всевозможных часовых расходов воды с шагом ΔX .
5. Определение уровня нижнего бьефа Z_i и напора Y_i .
6. Определение мощностей ГЭС.
7. Логический оператор проверки условия (9).
8. Оператор нахождения $C_{i, t, 1, \dots, 5}$.
9. Логический оператор по соблюдению условия $N_i = N_i^{\min}$ и одновременного обеспечения вычисления крайних значений Y_i, N_{i+1}, N (при выполнении условия (9) для всех i).
10. Логический оператор: при условии $i=1$ управление передает к оператору 12, а при $i>1$ — передает к оператору 11.
11. Выполнение уравнений (7) и (8).
12. Логический оператор по вычислению п. 15.
13. Оператор, содержащий значение $R_i(L)$ ($i=1, 2, \dots, 24$).
14. Оператор по выполнению п. 16.
15. Вычисление N_i, Y_i, N «ходом назад» при выбранном расходе воды за сутки по $R_i(L)$.
16. Остановка.

Ս. Վ. ՇԱՀՎԵՐԳՅԱՆ, Հ. Ա. ԲՈՒՌՆԱԶՅԱՆ, Ռ. Ռ. ՀՈՎԱԿԻՄՅԱՆ

**ՀԻԳՐՈՋԵՐՄԱՅԻՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳՆԵՐԻ ՕՐԱԿԱՆ ՌԵԺԻՄՆԵՐԻ
ՕՊՏԻՄԱԼԱՑՈՒՄԸ ՀԷԿ-ՆԵՐԻ ՆԵՐՔԻՆ ԲՅԵՅՈՒ ՄԱԿԱՐԳԱԿՆԵՐԻ
ՏԱՏԱՆՈՒՄՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱԽՄԱՄԸ**

Ա մ փ ո փ ու մ

Հողվածում տրված է շերտակայաններից և հիդրակայաններից բաղկացած բարդ համակարգերի աշխատանքի ռեժիմների օպտիմալացման լուծումը, այն դեպքում, երբ հաշվի են առնվում համակարգի մեջ մտնող սրռը ՀէԿ-երի ներքին բյէֆի մակարդակների ոչ ստացիոնար պրոցեսները:

Խնդիրը լուծվում է դինամիկ ծրագրման ապարատի հիման վրա՝ կապակցված աստիճանական մոտեցման մեթոդի հետ (ցիկլիկ դիսպետչերացում):

Բերված է մերկնայական ծրագրի բլոկ-սխեման և լուծված է խնդիր կոնկրետ էներգահամակարգի համար: Ցույց է տրված ՀէԿ-երի ներքին բյէֆներում ոչ ստացիոնար պրոցեսների ազդեցության էֆեկտը համակարգի օպտիմալ ռեժիմի վրա՝ նամումատած հաստատուն ձնշման և համակարգի բևոների փաստացի բաշխման դեպքերի հետ:

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Картевелишвили Н. А. Влияние колебаний уровня нижнего бьефа ГЭС на оптимальный режим энергосистемы. Изв. АН СССР, ОТН, Энергетика и автоматика, № 5, 1961.
2. Лось Б. М. Приближенный метод расчета уровней и нижних бьефов ГЭС при суточном регулировании. Труды МЭИ, вып. V, 1950 (Гидроэнергетика).
3. Горюштин В. М. Наиболее выгодные режимы работы гидроэлектростанции в энергетических системах. Госэнергоиздат, 1959.
4. Бельман Р., Дрейфус С. Прикладные задачи динамического программирования. Изд. «Наука», 1965.