

The Method of Optimization of Hydropower Plant Performance for Use in Group Active Power Controller

Glazyrin G.V.

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia

Abstract. The problem of optimization of hydropower plant performance is considered in this paper. A new method of calculation of optimal load-sharing is proposed. The method is based on application of incremental water flow curves representing relationship between the per unit increase of water flow and active power. The optimal load-sharing is obtained by solving the nonlinear equation governing the balance of total active power and the station power set point with the same specific increase of water flow for all turbines. Unlike traditional optimization techniques, the solution of the equation is obtained without taking into account unit safe operating zones. Instead, if calculated active power of a unit violates the permissible power range, load-sharing is recalculated for the remaining generating units. Thus, optimal load-sharing algorithm suitable for digital control systems is developed. The proposed algorithm is implemented in group active power controller in Novosibirsk hydropower plant. An analysis of operation of group active power controller proves that the application of the proposed method allows obtaining optimal load-sharing at each control step with sufficient precision.

Keywords: hydropower plant, active power, group controller, hydraulic turbine, water flow, trash screens.

Metoda de optimizare a regimului de funcționare a centralei hidroelectrice cu regulator a puterii active a grupurilor

Glazârin G.V.

Universitatea Națională Tehnică de Stat din Novosibirsk
Novosibirsk, Federația Rusă

Rezumat. În lucrare se examinează aspecte ale optimizării regimului de funcționare ale agregatelor centralelor hidroelectrice. S-a propus o nouă metodă de calcul a distribuției optimale a puterii active între agregatele centralei hidroelectrice, care are la bază utilizarea caracteristicilor specifice de debit a apei în funcție de putere. Distribuția optimă se determină în rezultatul obținerii soluției ecuației neliniare, care descrie balanța sumară a unităților de putere și a puterii prescrise de funcționare a centralei pentru creșterea specifică a consumului de apă pentru toate turbinele. În comparație cu metoda tradițională de rezolvare a problemelor de optimizare, soluția ecuației neliniare se determină fără a lua în considerare intervalele de putere permise pentru aceste agregate. În caz că, puterea calculată a unei unități de generare depășește valoarea admisibilă marginală se repetă procesul de recalculare a repartizării puterii active între celelalte unități. S-a elaborat algoritmul de repartizare a puterii active între unitățile de generare cu utilizarea pentru aceasta a microprocesoarelor. Algoritmul propus este implementat în controlerul de grup a puterii active a centralei hidroelectrice din Novosibirsk. Analiza funcționării controlerului de grup a arătat, că aplicarea metodei propuse permite determinarea distribuției optime a sarcinii pentru fiecare pas al procesului de dirijare cu asigurarea preciziei suficiente a procesului de dirijare.

Cuvinte-cheie: putere activă, controler de grup, turbină, consum de apă, ecran de gunoi.

Метод оптимизации режима работы гидроэлектростанции для группового регулятора активной мощности

Глазырин Г.В.

Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Россия

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы оптимизации энергетических режимов агрегатов гидроэлектростанций. Предложен новый метод расчета оптимального распределения активной нагрузки между генераторами, основанный на использовании зависимостей удельного прироста расхода воды от мощности. Оптимальное распределение находится путем решения нелинейного уравнения, описывающего равенство суммарной мощности агрегатов и заданной мощности станции при одинаковых удельных приростах расхода для всех турбин. В отличие от традиционного способа решения задач оптимизации, решение уравнения производится без учета допустимых диапазонов мощностей агрегатов. Вместо этого, в случае выхода расчетной мощности какого-либо агрегата за допустимый диапазон, производится повторное вычисление распределения между остальными агрегатами. Разработан алгоритм расчета оптимального распределения мощности для микропроцессорных устройств. Предложенный алгоритм внедрен в групповом регуляторе активной мощности Новосибирской гидроэлектростанции.

Анализ работы группового регулятора показал, что применение предложенного метода позволяет определять оптимальное распределение нагрузки на каждом шаге управления с достаточной точностью.

Ключевые слова: гидроэлектростанция, активная мощность, групповой регулятор, гидротурбина, расход воды, сороудерживающие решетки.

Введение

На гидроэлектростанциях (ГЭС), как правило, устанавливаются однотипные турбины и генераторы. В этом случае допускается считать, что при равномерном распределении нагрузки между агрегатами выполняется условие равенства их к.п.д., и электростанция работает в оптимальном режиме.

В действительности энергетические характеристики даже одинаковых агрегатов имеют отличия вследствие как конструктивных особенностей, так и неодинаковых режимов эксплуатации (например, различное состояние сороудерживающих решеток, разный кавитационный износ проточных частей турбин).

Задача оптимального распределения нагрузки между агрегатами становится особенно актуальной при использовании на ГЭС разнотипных гидротурбин. Например, в ходе реконструкции Новосибирской ГЭС, начавшейся в 2011 году, производится поэтапная замена гидротурбин ПЛ-661-ВБ-800 на ПЛ30/3295-В-800. При этом с 2012 года в эксплуатации находятся разнотипные агрегаты.

Для оценки экономического эффекта от использования оптимального распределения мощности между агрегатами рассмотрим случай работы двух разнотипных турбин Новосибирской ГЭС с суммарной выработкой активной мощности 120 МВт. Зависимости расхода воды через турбину от мощности для двух видов гидротурбин приведены в таблице 1.

При равномерном распределении мощности между гидроагрегатами ($P_1 = 60$ МВт, $P_2 = 60$ МВт) суммарный расход воды через турбины составит $458 + 436 = 894$ м³/с. В случае распределения мощности, близкого к оптимальному ($P_1 = 50$ МВт, $P_2 = 70$ МВт) будет получен меньший расход $364 + 505 = 869$ м³/с. Таким образом, за счет оптимального распределения мощности между гидроагрегатами расход

воды может быть снижен на 25 м³/с или приблизительно на 3%.

Таблица 1.

Зависимости расхода воды через турбину от мощности при напоре 16 м (Q_1 – для турбины ПЛ-661-ВБ-800, Q_2 – ПЛ30/3295-В-800)

P , МВт	Q_1 , м ³ /с	Q_2 , м ³ /с
35	252	252
40	289	288
45	326	324
50	364	363
55	406	401
60	458	436
65	509	470
70	–	505
75	–	540

Как показано в [1], оптимальное распределение нагрузки между агрегатами достигается при соблюдении условия

$$b_1 = \dots = b_i = \dots = b_n, \quad (1)$$

где $b_i = dQ_i/dP_i$ – удельный прирост расхода воды через турбину i -го агрегата, определяющий изменение расхода энергоносителя в единицу времени Q_i при изменении активной мощности агрегата P_i на одну единицу.

Условие (1) использовано в методе оптимизации суммарного расхода ГЭС, основанном на градиентном спуске [2]. Этот метод обеспечивает решение задачи оптимизации с высокой точностью, так как учитывает изменение потерь давления на сороудерживающих решетках каждого агрегата в зависимости от мощности. Однако его использование предполагает большой объем вычислений – продолжительность решения тестовой задачи в MATLAB с точностью 1% превышает 10 секунд.

Непосредственное решение задачи оптимизации суммарного расхода ГЭС [3] требует еще больших вычислительных ресурсов.

Целью работы является создание метода оптимизации режима ГЭС для

микропроцессорного группового регулятора активной мощности (ГРАМ), позволяющего рассчитывать оптимальное распределение нагрузки на каждом цикле управления (при длительности цикла 100-200 мс).

Для достижения цели поставлены и решены следующие задачи:

- разработка быстрого метода расчета оптимального распределения активной мощности между агрегатами ГЭС;
- разработка алгоритма расчета оптимального режима на ЭВМ;
- внедрение предложенного алгоритма в ГРАМ Новосибирской ГЭС и его экспериментальная проверка.

I. ОСНОВНАЯ ИДЕЯ МЕТОДА

Пусть для каждого агрегата известна зависимость удельного прироста расхода воды от мощности $b_i(P_i)$ при текущем напоре. Так как в оптимальном режиме соблюдается условие (1), то для решения задачи оптимизации удобно использовать обратные зависимости $P_i(b_i)$, приняв удельные приросты расхода для всех агрегатов одинаковыми $b_i = b$. Тогда можно определить величину b , соответствующую оптимальному режиму, решив уравнение

$$\sum_{i=1}^n P_i(b) = P_s, \quad (2)$$

где n – количество агрегатов, P_s – задание активной мощности ГЭС.

Очевидно, что активные мощности агрегатов в оптимальном режиме будут равны $P_{oi} = P_i(b_o)$, где b_o – корень уравнения (2). Однако для части агрегатов могут быть получены недопустимые значения P_{oi} , так как при решении уравнения (2) никак не учитываются ограничения.

В случае, если для k -го агрегата получено недопустимое значение P_{ok} , следует принять P_{ok} равным граничному значению, и выполнить расчет оптимального распределения нагрузки $P_s - P_{ok}$ между остальными агрегатами.

Таким образом, в зависимости от конкретных условий, для определения оптимального режима необходимо решить от одного до $n-1$ нелинейных уравнений (2). Поэтому объем вычислений в предложенном методе оказывается существенно меньшим,

чем при использовании итерационных методов оптимизации, описанных в [2] и [3].

В предложенном методе нет явного учета зависимости напора нетто агрегатов от мощности. Однако в случае, если на агрегатах реализовано измерение перепада давления на сороудерживающих решетках, изменение напора нетто в процессе регулирования будет учитываться автоматически за счет перерасчета оптимального распределения нагрузки на каждом цикле управления.

II. АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ

На рисунке 1 представлена блок-схема алгоритма расчета оптимального режима, основанного на предложенном методе.

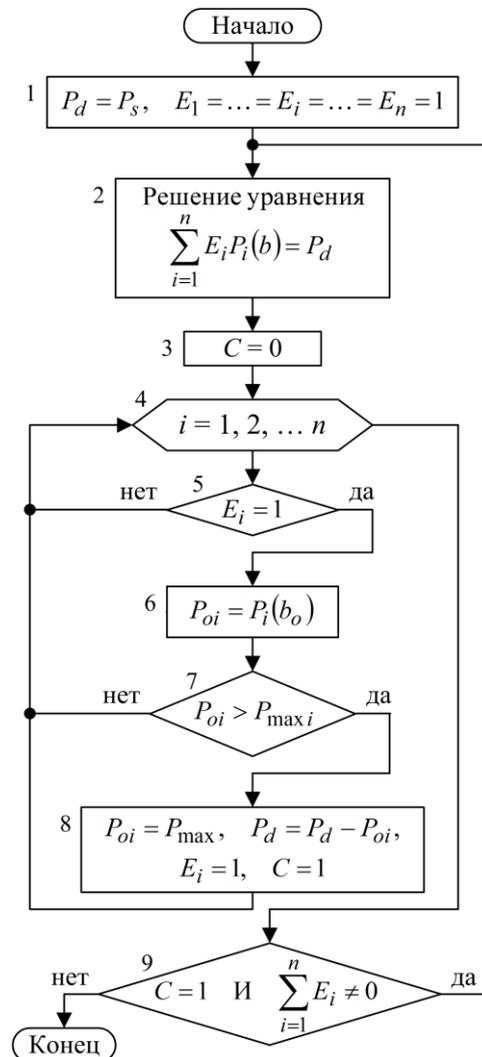


Рис.1. Блок-схема алгоритма

В блоке 1 распределяемая активная мощность P_d принимается равной заданию мощности ГЭС P_s , а также присваивается

значение 1 флагам участия агрегатов в распределении E_i .

В блоке 2 производится решение уравнения

$$\sum_{i=1}^n E_i P_i(b) = P_d, \quad (3)$$

которое аналогично (2), но учитывает мощности только тех агрегатов, для которых флаг участия E_i равен 1. В результате определяется значение корня b_o .

В блоке 3 сбрасывается в 0 флаг необходимости перерасчета C , а затем выполняется цикл 4, в котором перебираются номера агрегатов от 1 до n .

Если i -й агрегат участвует в распределении мощности, т.е. $E_i = 1$ (условие 3), то для него в блоке б вычисляется мощность оптимального режима P_{oi} . Если при этом значение P_{oi} оказывается недопустимым (условие 7), то выполняется блок 8, в котором в P_{oi} записывается граничное значение P_{maxi} , а также устанавливается в 1 флаг необходимости перерасчета C и уменьшается на величину P_{oi} распределяемая активная мощность P_d .

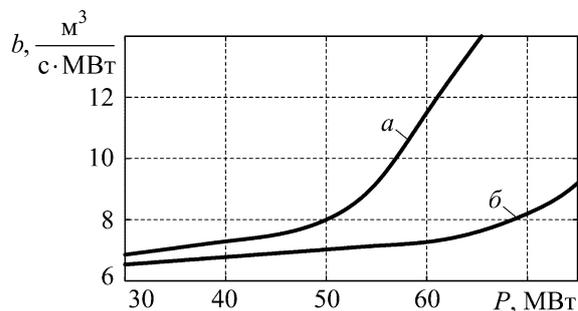
После выполнения цикла 4 проверяется условие 9 необходимости повторного расчета. Если флаг C равен 1 (из-за выхода за ограничение мощности одного из агрегатов), и есть агрегаты, участвующие в распределении (не все из них вышли на ограничение), то происходит переход к блоку 2. В противном случае расчет завершается.

В блок-схеме на рис. 1 учтены только ограничения по максимальной мощности агрегатов. При необходимости аналогичным образом в алгоритм могут быть введены ограничения по минимальной мощности.

III. ВЕРИФИКАЦИЯ И ВНЕДРЕНИЕ

Для проверки разработанного алгоритма выполнена его реализация в среде MATLAB и произведены тестовые расчеты. В статье приведены результаты расчетов оптимального распределения мощности между тремя агрегатами Новосибирской ГЭС, два из которых работают с турбинами ПЛ-661-ВБ-800, а третий – ПЛ30/3295-В-800. Первые два агрегата имеют ограничение максимальной активной мощности 65 МВт,

третий – 75 МВт. Зависимости $b_i(P_i)$ рассматриваемых турбин приведены на рис. 2.



a – ПЛ-661-ВБ-800, *б* – ПЛ30/3295-В-800.

Рис.2. Зависимости удельных приростов расхода от мощности

Оптимальные распределения различных заданий активной мощности ГЭС, рассчитанные по предложенному алгоритму, представлены в таблице 2.

Таблица 2.

Результаты расчета оптимального режима

P_s , МВт	P_1 , МВт	P_2 , МВт	P_3 , МВт
120	34.5	34.5	51.0
140	39.8	39.8	60.4
160	47.3	47.3	65.4
180	53.3	53.3	73.4
200	62.5	62.5	75

При значениях P_s от 120 МВт до 180 МВт получены распределения мощности, соответствующие условию (1). Например, в случае $P_s = 160$ МВт рассчитанные мощности агрегатов $P_1 = P_2 = 47.3$ МВт, $P_3 = 65.4$ МВт соответствуют одинаковым удельным приростам расхода (см. рис. 2) $b_1 = b_2 = b_3 = 7.7 \text{ м}^3 / (\text{с} \cdot \text{МВт})$.

При распределении мощности $P_s = 200$ МВт условие (1) нарушено из-за выхода агрегата №3 на ограничение по максимальной мощности $P_{max3} = 75$ МВт. Однако P_1 и P_2 равны и, следовательно, $b_1 = b_2$. Т.е. условие (1) соблюдается для агрегатов, не вышедших на ограничение.

Таким образом, во всех рассмотренных случаях разработанный алгоритм обеспечивает правильный расчет оптимального распределения активной мощности между агрегатами ГЭС. При этом

максимальное время расчета в MATLAB составило 0.2 с.

Разработанный алгоритм оптимизации реализован на языке программирования C++ и внедрен в 2014 году в микропроцессорной системе группового регулирования активной и реактивной мощности Новосибирской ГЭС, которая эксплуатируется на электростанции с 2006 года [4].

Зависимости $b_i(P_i)$ для различных напоров задаются в табличном виде и включены в набор редактируемых уставок регулятора. При расчете используется интерполяция этих зависимостей кубическими сплайнами [5].

Для решения нелинейного уравнения (3) применен метод хорд [5, 6] с точностью 0.01 МВт и максимальным количеством итераций 100. Такие параметры численного метода выбраны с целью ограничения максимального времени расчета при сохранении достаточной точности.

После внедрения алгоритма оптимизации длительность цикла управления ГРАМ практически не изменилась (средняя длительность около 140 мс, максимальная 250 мс), что говорит о пренебрежимо малом времени выполнения алгоритма в рассматриваемом случае.

Сопоставление получаемого распределения активной мощности между агрегатами с рабочими характеристиками турбин Новосибирской ГЭС, выполнявшееся в процессе эксплуатации, подтвердило адекватность предложенного метода оптимизации.

Вывод

Предложен быстрый метод расчета оптимального распределения активной

мощности между агрегатами ГЭС. Проверка работы алгоритма оптимизации, основанного на предложенном методе, в ГРАМ Новосибирской ГЭС показала возможность и эффективность его применения в микропроцессорных регуляторах.

Литература (References)

- [1] Drozdov A.D. *Avtomatizatsiya energeticheskikh sistem* [Automation of electrical power systems]. Moscow, Energiya Publ., 1977. 440 p.
- [2] Glazyrin G.V., Tverdokhlebov N.N., Kazantsev Y.V. Power distribution among hydropower units taking into account head loss in units' trash screens. *Applied Mechanics and Materials*, 2015, vol. 698, pp. 774-779.
- [3] Glazyrin G.V., Tverdokhlebov N.N. Optimal'noe raspredelenie moshchnosti mezhdru agregatami gidroelektrostantsii s uchyotom napora netto [Optimal dividing of active power between units on hydropower plant taking into account the losses of head in the trash screens]. *Nauchnye problemy transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka – Scientific Transport Problems of Siberia and the Far East*, 2014, no. 4, pp. 281-284.
- [4] Glazyrin V.E., Glazyrin G.V. Mikroprotsessorniye gruppovoi regulyator aktivnoy moshchnosti gidroelektrostantsii [Microprocessor-based group regulator of hydroelectric plant active power]. *Nauchnye problemy transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka – Scientific Transport Problems of Siberia and the Far East*, 2009, no. 1, pp. 20-23.
- [5] Turchak L.I. *Osnovy chislennykh metodov* [Basics of numerical methods]. Moscow, Nauka Publ., 1987. 288 p.
- [6] Mathews J.H., Fink K.D. *Chislennyye metody. Ispol'zovanie MATLAB* [Numerical Methods. Using MATLAB]. Moscow, Wil'yams Publ., 2001. 720 p.

Сведения об авторах.



Глазырин Глеб Владимирович, к.т.н., заведующий кафедрой электрических станций Новосибирского государственного технического университета
Область научных интересов: режимы основного оборудования электростанций, релейная защита и автоматика энергосистем
E-mail: glazyring@gmail.com