

УДК 621.311

Повышение эффективности управления режимами электроэнергетической системы гидроэлектростанций*

А.Г. РУСИНА¹, Д.Х. ХУДЖАСАИДОВ²

¹ 630073, РФ, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, Новосибирский государственный технический университет, доктор технических наук, профессор. E-mail: rusina@corp.nstu.ru

² 630073, РФ, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, Новосибирский государственный технический университет, аспирант. E-mail: jahon_nstu@mail.ru

Одной из важных особенностей функционирования гидроэлектростанций (ГЭС) является использование ими ограниченных емкостей водохранилищ для хранения гидроэнергоресурсов. Использование ограниченных объемов воды для производства электроэнергии в тот или иной интервал времени влияет как на распределение объемов выработки электроэнергии в последующие интервалы периода регулирования, так и на суммарную выработку станции. С экономической точки зрения использование запасов воды приводит к динамической зависимости топливных затрат на производство электроэнергии в отдельных временных интервалах периода регулирования. Эта зависимость особенно проявляется в электроэнергетических системах, в которых доля ГЭС составляет значительную часть. Задачи повышения эффективности режимов энергосистем решались многими авторами и многими научными и инженерными организациями. Эти разработки используются как основа решения режимных задач в современных условиях энергетики. Тем не менее имеются объекты, для которых необходимо корректировать стандартную методику. В данной работе рассматривается электроэнергетическая система Памира, в которой 100 % выработки электроэнергии приходится на долю ГЭС. В такой системе топливная эффективность является эффективностью использования гидроресурса, а именно: оптимально распределяется нагрузка между станциями и ведется внутростанционная оптимизация (выбор состава работающего оборудования и его нагрузки). Снижение эффективности задач оптимизации в основном определяется двумя факторами: выбором неоптимального решения из возможных и решениями без учета нелинейности характеристик. Учет нелинейных свойств при решении указанных задач требует использования методов нелинейного и динамического программирования. Для решения поставленной задачи создана программная реализация блока «Оптимизация», который основан на методе динамического программирования. Данный блок будет входить в разрабатываемый авторами программно-вычислительный комплекс для проведения имитационных расчетов нормальных режимов электроэнергетических систем (ЭЭС). Блок «Оптимизация» позволяет в автоматизированном режиме осуществить распределение нагрузки между агрегатами ГЭС, а также выбрать состав включенных в работу агрегатов. Рациональное использование водно-энергетических ресурсов гидроузлов – это многокритериальная задача, и необходимо определить приоритеты критериев в разные периоды

* Статья получена 10 августа 2016 г.

работы гидроузлов. В настоящее время блок «Оптимизация» настроен на критерий минимума расхода воды.

Ключевые слова: гидроэлектростанция, оптимизация, гидроресурс, мощность, эффективность, динамическое программирование, оптимальный режим, электроэнергетическая система

DOI: 10.17212/1814-1196-2017-1-179-192

ВВЕДЕНИЕ

При оптимизации нормальных режимов ЭЭС решаются взаимосвязанные задачи выбора оптимального состава работающих на электростанциях агрегатов и распределения нагрузки между электростанциями и агрегатами с учетом всех стационарных и системных ограничений как мгновенного, так и интегрального характера. Эффективность наилучшего распределения нагрузки системы оценивается экономией 0,5...1,5 % суммарного расхода условного топлива, а эффективность оптимизации состава агрегатов – в несколько раз выше. В связи с этим задача выбора состава агрегатов и их мощностей является актуальной для любых ЭЭС [1, 2]. Сущность рассматриваемой оптимизационной задачи заключается в выборе состава агрегатов, которые в общем случае могут работать в режиме генератора (РГ) и синхронного компенсатора (СК), и их активных и реактивных нагрузок при условии экономичного использования энергетических ресурсов станции. Внутростанционная оптимизация играет определяющую роль в экономичности внутростанционных режимов. В автоматической системе управления (АСУ) задача оптимизации является одной из главных при управлении нормальными режимами и решается по новым и более совершенным алгоритмам [3]. Понятие «состав агрегатов» взаимосвязано с понятием «число агрегатов». Если агрегаты имеют различные энергетические характеристики, то состав агрегатов (станционный номер) определяет и число включенных в работу агрегатов. Если же агрегаты одинаковы по своим энергетическим характеристикам, то главным фактором является число агрегатов. Таким образом, могут рассматриваться параметры состояний агрегатов трех видов: состава, числа и активной нагрузки агрегатов. Все остальные параметры режима и технического состояния агрегатов и станции считаются заданными [4].

1. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА

Объектом исследования является энергосистема Памира, которая входит в энергосистему Республики Таджикистан. Наличие в системе только ГЭС и изолированность являются особенностями Памирской энергосистемы. Она состоит из 11 малых и мини-ГЭС общей мощностью 43,5 МВт [5]. В настоящий момент только четыре из них связаны электрически. При этом две станции «Памир-1» и Хорогская ГЭС имеют гидравлическую связь по реке Гунт, т. е. работают в каскаде (табл. 1).

Таблица 1

Сведения о ГЭС, находящихся в каскаде

Наименование ГЭС	Установленная мощность $N_{\text{уст}}$, кВт	Число агрегатов	Расчетный напор H , м	Расход воды через агрегат Q , м ³ /с
Памир-1	28 000	4	79,6	10,1
Хорог	9000	5	59	3,55

Все остальные станции обеспечивают отдельные районы Памира и не связаны общей сетью. Бассейн реки Гунт (площадь водосбора 1370 км², длина 296 м) расположен в горах Памира на территории Горно-Бадахшанской автономной области Республики Таджикистан. Река Гунт имеет снеговое питание, что вызывает большую неопределенность при прогнозировании ее стока. ГЭС Памира могут работать без регулирования стока или с суточным регулированием. Все станции – деривационные с большим количеством заносов. Уже эти особенности говорят о том, что необходимо разрабатывать методику использования водных ресурсов [6–9].

2. ЗАДАЧА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ГЭС

Рассматриваемая ГЭС – гидравлическая. Гидростанции имеют небольшие водохранилища от неполного сезонного регулирования до ГЭС без регулирования. Учитывая изменчивость и неповторимость речного стока, задача управления режимами таких ГЭС очень сложна. Цель ее решения – рациональное использование водных ресурсов.

В общем виде дадим особенности решения этой задачи [4, 10].

Гидроэнергетические ресурсы изменяются в широких пределах, для многих станций до 20...30 %, и рациональное управление ими зависит от следующего:

- от величины и изменчивости стока, схемы его использования и гидрографа реки;
- от требований энергосистемы к ГЭС;
- технологического процесса режима оборудования и многих технических особенностей ГЭС.

Неопределенность гидравлических процессов – это объективная реальность. На величину стока и гидрографа нельзя повлиять, поскольку это природный непредсказуемый процесс. Известно, что гидрографы на реках никогда не повторяются. Это факторы объективной неопределенности. Схема использования водно-энергетических ресурсов зависит от требований электроэнергетической системы и технических решений на ГЭС. Эффективность использования водно-энергетических ресурсов при различных условиях может изменяться на 10...15 % [4]. Имеются определенные правила, как использовать потенциальные ресурсы с учетом влияния различных факторов. Оптимальный выбор режима оборудования и технологического процесса на ГЭС может изменить эффективность использования водно-энергетических ресурсов на 3...5 %. Таким образом, если действовать рационально, то можно получить существенное увеличение выработки электроэнергии на ГЭС.

2.1. Постановка внутростанционной задачи оптимизации

Агрегаты ГЭС – это высокоманевренные агрегаты с КПД 93...95 %. В общем случае ГЭС осуществляют как первичное, так и вторичное регулирование частоты в системе, что связано с постоянными включениями и отключениями агрегатов, с систематическим перераспределением нагрузки между агрегатами. Все вышесказанное приводит к тому, что задача внутростанционной оптимизации ГЭС является актуальной.

В случае, когда для станции задан график активной мощности нагрузки, задача оптимизации заключается в том, чтобы обеспечить требуемую мощность при минимизации затрат ресурса (воды). Такая задача соответствует станционным, а не системным критериям эффективности, таким как минимум расхода ресурса или максимум КПД технологического процесса [11, 12]. Одной из задач повышения эффективности ГЭС является выбор состава включенных в работу агрегатов. Состав работающих агрегатов предопределяет экономичность и надежность системы. Неравномерность графиков нагрузки системы делает целесообразными, а иногда и необходимыми периодические остановки агрегатов при снижении нагрузки и включение их при увеличении нагрузки.

Включение в работу отдельных агрегатов влияет [13–17]:

- на величину и размещение резервов мощности в ЭЭС;
- на режим электрической сети;
- на перетоки по межсистемным линиям электропередачи;
- на расход энергоресурса в системе и т. д.

Все вышесказанное говорит об актуальности задачи выбора оптимального состава агрегатов.

Постановка задачи оптимизации для объекта исследования

На ГЭС «Памир-1» функционирует четыре агрегата. Установленная мощность каждого агрегата составляет 7 МВт. Требуется распределить часовую нагрузку P^t ГЭС «Памир-1» между ее агрегатами по критерию минимума расхода воды $Q_{ГЭС}$.

Приведем математическую постановку задачи. задается множество предполагаемых агрегатов $i \in n$, где n – общее множество агрегатов; расходные характеристики агрегатов $Q_i = Q_i(P_i, H_i)$, дискретный равномерный ряд мощностей ГЭС от допустимой минимальной до максимальной, т. е. $P_i = P_1, P_2, \dots, P_n$. При каждой мощности требуется найти число, состав и нагрузку агрегатов по условию

$$Q_i = \sum_{i=1}^{i=j} Q_i(P_i) \Rightarrow \min. \quad (1)$$

При этом необходимо соблюдать баланс мощности по станции

$$P_i = \sum_{i=1}^{i=j} P_i. \quad (2)$$

Допустимые пределы изменения мощности станции за период оптимизации

$$P_{i\min} \leq P_j \leq P_{j\max}. \quad (3)$$

Допустимые пределы изменения мощности агрегатов

$$P_{i\min} \leq P_j \leq P_{j\max}. \quad (4)$$

Требуется определить характеристику $Q_j[P_j(P_i, \alpha, H_j)]$, где α – вектор оптимального состава агрегатов.

В общем случае для n -шагового процесса оптимизации состава и режима агрегатов основное функциональное уравнение динамического программирования имеет вид рекуррентного соотношения

$$Q_i^3(P_i^3) \Rightarrow \min \left\{ Q_i(P_i) + Q_{i-1}^3(P_{i-1}^3) \right\}, \quad (5)$$

где Q_i^3 – расход эквивалентной характеристики i -го шага оптимизации для мощности ГЭС N_i^3 , которая назначается в пределах (4); Q_{i-1}^3 – расход эквивалентной характеристики $(i-1)$ -го шага оптимизации для мощности станции N_{i-1}^3 ; Q_i, N_i – соответственно расход и мощность подключаемого агрегата. Используя уравнение баланса мощности, функциональное уравнение, которое при заданном составе агрегатов и заданной мощности ГЭС имеет одну переменную N_j , запишем в виде

$$Q_i^3(P_i^3) \Rightarrow \min \left\{ Q_i(P_i) + Q_{i-1}^3(P_j - P_i) \right\}. \quad (6)$$

Следовательно, задача оптимизации функции многих переменных сводится к многошаговой задаче оптимизации функции одной переменной. При такой последовательности расчетов на каждом шаге решается три подзадачи: уточнение точек предыдущей эквивалентной характеристики, построение новой эквивалентной характеристики, определение оптимальных решений по эквивалентной характеристике.

3. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

Для оптимизации состава и режима агрегатов ГЭС «Памир-1» использовался метод динамического программирования (ДП), поскольку этот метод не предъявляет никаких требований к виду расходных характеристик [18, 19].

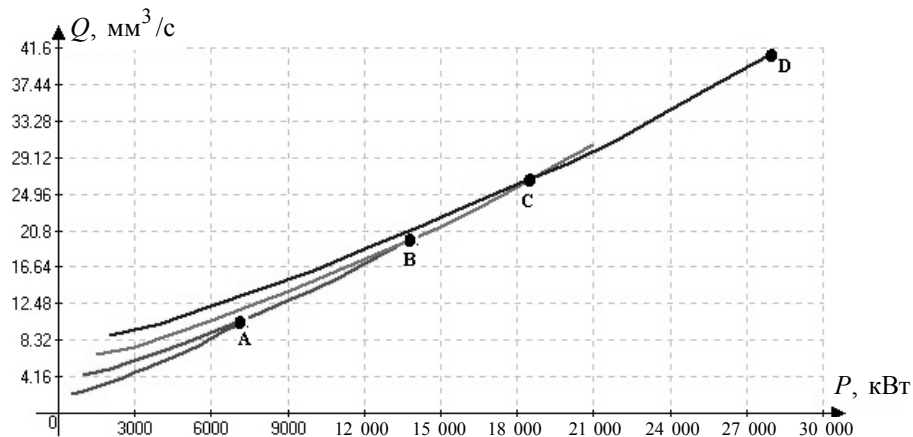
ГЭС «Памир-1» ведет суточное регулирование стока. При этом заметно меняется уровень нижнего бьефа. В связи с этим ГЭС работает с переменным напором, что влияет на вид ее энергетических характеристик. Изменение уровней нижнего бьефа с учетом изменяющихся режимов описывается дифференциальными уравнениями гиперболического типа, которые не имеют аналитического решения. Сложность их решения приводит к тому, что во

всех возможных случаях задачу наивыгоднейшего распределения нагрузки между электростанциями решают с допущением о постоянстве напора ГЭС в течение периода оптимизации.

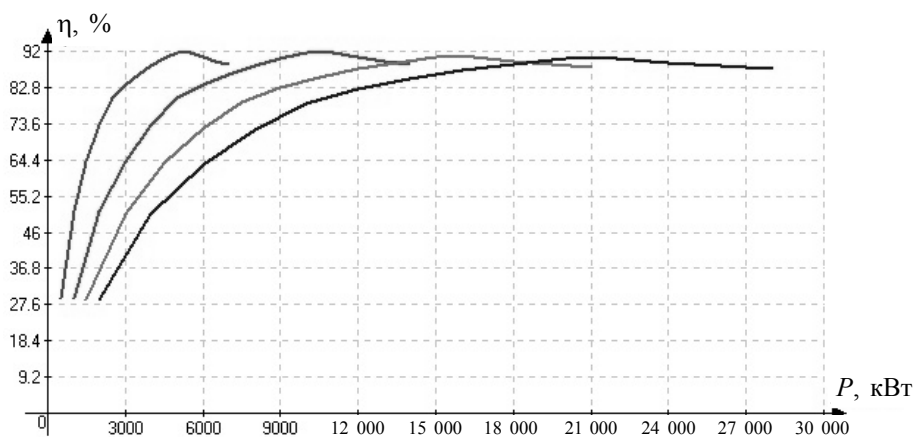
Режим агрегатов может назначаться по энергетическим характеристикам станции, связывающие абсолютные показатели: $Q_{Г}$, $P_{Г}$, $H_{Г}$ – расход, мощность и напор ГЭС; Q_i , P_i , H_i – расход, мощность и напор агрегата. Широко применяются эксплуатационные расходные характеристики, которые связывают все названные показатели станции и агрегатов. Задача сводится к выбору оптимального числа агрегатов Z_0 , при этом все варианты составов агрегатов равноправны.

Принцип оптимальности ДП используется для решения задачи построения характеристик станции, имеющей агрегаты с различными характеристиками. В этом случае для каждой мощности ГЭС требуется найти состав агрегатов и распределение нагрузки между ними по заданному критерию.

На рис. 1 показаны характеристики ГЭС «Памир-1».



а



б

Рис. 1. Характеристики станции «Памир-1» при $H = 79.6$ м:

а – расходные; б – рабочие

Наивыгоднейшие условия отражаются линией ABCD. В зоне OA включен один агрегат, в зоне AB – два, в зоне BC – три, в зоне CD включены все четыре агрегата. По характеристикам легко определить повышение расхода воды при работе станции с неоптимальным числом агрегатов. Видна также роль ограничений. Например, второй агрегат подключается раньше, чем это соответствует критерию экономичности.

Для решения поставленной задачи была разработана программная реализация блока «Оптимизация» (рис. 2), основанного на алгоритме метода динамического программирования. Используя эту программу, можно выбрать оптимальный состав агрегатов и распределить между ними нагрузку станции наивыгоднейшим образом.

Исходными данными являются характеристики агрегатов (рис. 1), ограничения по минимальной и максимальной мощностям каждого агрегата, напор, шаг изменения мощности станции t . Принимается допущение, что все агрегаты имеют одинаковые ограничения по мощности.

Рис. 2. Распределение нагрузки между агрегатами ГЭС

Номер агрегата	Расход воды Q (м3/с) в зависимости от мощности агрегатов (ГЭС) P (МВт)						
	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500
1	2,2	2,5	3	3,5	4	4,6	5,2
2	2,2	2,5	3	3,5	4	4,6	5,2
3	2,31	2,625	3,15	3,675	4,2	4,83	5,46
4	2,31	2,625	3,15	3,675	4,2	4,83	5,46
КПД	29,105	51,225	64,031	73,178	80,038	83,518	86,195

Рис. 2. Вид диалогового окна программной реализации блока «Оптимизация»

Алгоритм блока «Оптимизация» представлен на рис. 3. Характеристики агрегатов представляются в виде расходных $Q_i = Q_i(N_i)$ или рабочих характеристик $\eta_i = \eta_i(N_i)$ при $H_i = \text{const}$. Расчеты производятся по расходным характеристикам, если же имеются рабочие характеристики, то они пересчитываются по формуле

$$Q_i = \frac{N_i}{9.81\eta_i H_i}. \quad (7)$$

В программе это анализируется по значению d . При $d = 0$ рабочие характеристики пересчитываются в расходные (блок 3 на рис. 3). При других

значениях d этот пересчет не осуществляется. В зависимости от выбранного шага t в блоке 4 вычисляется количество расчетных точек l в интервале от мощности P_{\min} до P_{\max} одного агрегата.

$$l = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{t} + 1. \quad (8)$$

В зависимости от полученного числа l в блоке 5 вычисляется матрица расходов $B[i, j]$ всех агрегатов для всех фиксированных значений мощности, где i – номер агрегата, j – номер значения мощности.

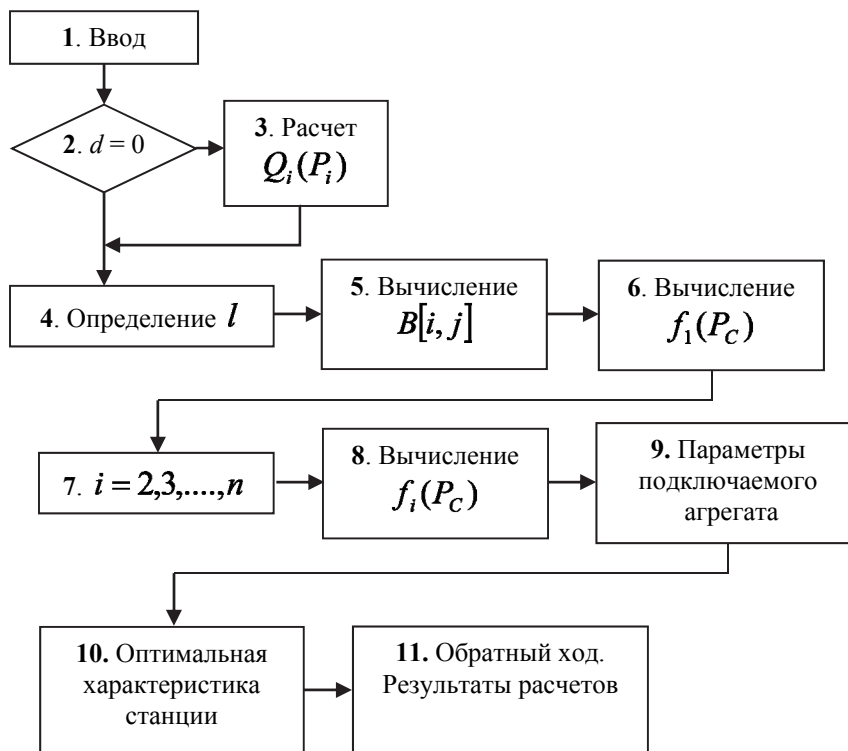


Рис. 3. Блок-схема построения характеристик станции по методу динамического программирования

В блоке 6 вычисляется эквивалентная характеристика f_1 при работе одного агрегата. Для каждого значения мощности выбирается тот агрегат, расход которого меньше:

$$f_1(P_c) = \min \{Q_1(P_1)\}, \quad (9)$$

где $P_{\min} \leq P_1 \leq P_{\max}$, P_c – нагрузка станции.

Значение $Q_1(N_1)$ определяется по точкам характеристики любого агрегата, у которого расход для соответствующего значения мощности минимальный.

Расчет последующих эквивалентных характеристик, начиная со второй, проводится в блоке 7, в блоке 8 – построение следующей эквивалентной характеристики. Расчет проводится от минимального значения мощности станции, которое можно обеспечить двумя агрегатами, до максимального:

$$2N_{\min} \leq P_c \leq 2N_{\max}. \quad (10)$$

Для каждого значения нагрузки P_c находится минимум f_2 , причем мощность второго агрегата P_2 меняется от P_{\min} до P_{\max} :

$$f(P_c) = \min \{Q_2(N_2) + f_1(P_c - N_2)\}. \quad (11)$$

Результаты расчетов последующих характеристик располагаются в блоке 9.

В блоке 10 выбирается оптимальное число работающих агрегатов путем сравнения расходов для одинаковых значений мощностей предыдущей и последующей характеристик.

Оптимальный режим станции определяется при использовании процедуры обратного хода (блок 11): для известной мощности станции выбирается оптимальный состав агрегатов и их мощности (рис. 4).

№	Мощность N-го агрегата	Расход N-го агрегата
1	5000	7
2	5000	7
3	4500	6,72
4	5000	7,35
Сумма:		28,07

Рис 4. Вид диалогового окна «Обратный ход»

Аналогично вычисляется оптимальное решение для всех других мощностей ГЭС. Полученное решение удобно представить в виде табл. 2.

Таблица 2

Оптимальный режим ГЭС «Памир-1» при $H = 79.6$ м

Мощность станции N_j , МВт	Нагрузка агрегатов, МВт				
	1	2	3	4	Q_j , м ³ /с
1...7	1...7	–	–	–	2,2...10,1
7,5...13,5	4,5...6,5	3...7	–	–	11...19,4
14...18,5	5...6,5	5...6,5	4...5,5	–	20,09...26,685
19...27,5	5...7	5,7	4...6,5	5...7	27,44...40,57
28	7	7	7	7	41,41

Если число работающих агрегатов меньше допустимого, то необходимо ввести дополнительные агрегаты в определенный по характеристике станции состав. При таких исправлениях эффективность плана уменьшается, так как состав работающих агрегатов и их нагрузки уже не являются наивыгоднейшими. Однако в тех случаях когда ограничения отсутствуют или не могут существенно повлиять на экономичность решения, алгоритм, основанный на методе динамического программирования, может успешно применяться в АСУ ГЭС.

На ГЭС «Памир-1» ведется суточное регулирование стока. У таких ГЭС существует жесткая связь между суточным стоком, суточной выработкой электроэнергии и графиком ее мощности. Необходимо в графике нагрузки системы определить такое место ГЭС, когда ее сток за сутки используется наиболее полным. При работе в энергосистеме от ГЭС обычно требуется не только обеспечение максимально возможной пиковой мощности, но и одновременно поддержание работы системы с наилучшими технико-экономическими показателями. Для ГЭС с нерегулируемым стоком оба этих критерия не противоречат друг другу, поскольку такая ГЭС работает в базовой части графика нагрузки. При суточном регулировании водохранилища ГЭС в таком режиме работает только в паводок. Все остальное время наивыгоднейший режим будет определяться не только величиной бытового расхода, но и составом генерирующего оборудования, графиком нагрузки энергосистемы и относительным объемом водохранилища.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ свойств энергосистемы «Памир-1» показывает, что для нее актуальна задача повышения эффективности управления ее режимами. Наиболее перспективными являются исследование и разработка следующих задач.

1. Разработка информационного блока для режимных задач и прогнозирование графиков нагрузки и электропотребления. Большая доля в структуре мощностей гидростанций требует постоянной корректировки режимов их использования в ЭЭС, и прогнозы играют значительную роль.

2. Моделирование гидроэнергетических свойств системы и определение путей повышения КПД ГЭС.

3. Создание имитационной модели системы, включающей в себя блоки «Генерация», «Сеть», «Потребители», а также вспомогательные блоки «Прогноз графика нагрузки» и «Оптимизация».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Цветков Е.В., Алабытцева Т.М., Парфенов Л.Г. Оптимальные режимы электростанций в энергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 304 с.
2. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 464 с.
3. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. – М.: Высшая школа, 1983. – 208 с.
4. Филиппова Т.А. Эксплуатационные режимы гидроэлектростанций. – Новосибирск: Наука, 1968. – 194 с.
5. Русина А.Г., Худжасаидов Д.Х., Русин Г.Л. Особенности управления режимами гидроэнергетической системы Памира // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2015. – № 6. – С. 41–46.
6. Оценка использования ресурсов ГЭС при их работе в электроэнергетических системах / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова, Е.А. Совбан, Д.Х. Худжасаидов // Энергия: экономика, техника, экология. – 2016. – № 9. – С. 27–32.
7. Tasks of optimal performance of hydroelectric in power system / A.G. Rusina, E.A. Sovban, J.K. Khujasaidov, T.A. Filippova // 11th International Forum on Strategic Technology (IFOST 2016): proceedings, Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk, 2016. – Pt. 2. – P. 251–254. – ISBN 978-1-5090-0853-7.
8. Sekretarev Y., Sultonov Sh., Shalnev V. Optimal control mode of the vakhsh hydropower reservoirs to reduce electricity shortages in Tajikistan // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 792. – P. 446–450. – doi: 10.4028/www.scientific.net/AMM.792.446.
9. Секретарев Ю.А., Султонов Ш.М., Шальнев В.Г. Повышение выработки электроэнергии в Таджикистане на основе оптимизации режимов ГЭС // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015. – № 5. – С. 14–17.
10. Русина А.Г., Совбан Е.А., Филиппова Т.А. Оптимальное использование ресурсов Новосибирской ГЭС в энергосистеме // Энергетика глазами молодежи: сборник научных трудов 5 международной научно-технической конференции, Томск, 10–14 ноября 2014 г. – Томск, 2014. – Т. 2. – С. 571–572. – ISBN 978-5-87307-078-4.
11. Модели статистического анализа при планировании электропотребления и графиков нагрузки / А.Г. Русина, Е.А. Совбан, Т.А. Филиппова, Д.Х. Худжасаидов // Мы продолжаем традиции российской статистики: материалы 1 открытого российского статистического конгресса, Новосибирск, 20–22 октября 2015 г. – Новосибирск, 2015. – С. 44. – ISBN 978-5-7014-0716-7.
12. Русина А.Г., Филиппова Т.А. Принципы создания автоматизированной системы прогнозов при планировании и анализе режимов энергосистем // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: материалы трудов 19 Всероссийской научно-технической конференции, Томск, 4–6 декабря 2013 г. – Томск, 2013. – Т. 1. – С. 154–157.
13. Allen J., Bruce F.W., Gerald B.Sh. Power generation operation and control. – 3rd ed. – New York: John Wiley & Sons, 2013. – 658 p.
14. Ferrero R.A. Rivera J., Shahidehpour S. Dynamic programming two-stage algorithm for long-term hydrothermal scheduling of multireservoir system // IEEE Transactions on Power Systems. – 1988. – Vol. 13, iss. 4. – P. 1534–1540.
15. Improved adaptive genetic algorithm and its application in short-term optimal operation of cascade hydropower stations / J. Zheng, K. Yang, R. Zhou, Y. Hao, G. Liu // Communications in Information Science and Management Engineering. – 2013. – Vol. 3, iss. 3. – P. 167–174.
16. Hydro unit commitment in hydro-thermal optimization / C.-A. Li, A.J. Svoboda, C.-L. Tseng, R.B. Johnson, E. Hsu // IEEE Transactions on Power Systems. – 1997. – Vol. 12, iss. 2. – P. 764–769.
17. Soares S., Carneiro A.A.F.M. Optimal operation of reservoirs for electric generation // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1991. – Vol. 6, iss. 3. – P. 1101–1107.

18. Леголов Д.И. Методика планирования долгосрочных оптимальных режимов электроэнергетических систем с ГЭС, основанная на методе динамического программирования: дис. ... канд. техн. наук. – Иркутск, 2005. – 139 с.

19. О методах оптимизации режимов энергосистем и энергообъединений / Т.М. Алябышева, Ю.И. Моржин, Т.Н. Протопопова, Е.В. Цветков // Электрические станции. – 2005. – № 1. – С. 44–48.

Русина Анастасия Георгиевна, доктор технических наук, профессор кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – планирование режимов электроэнергетических систем. Имеет более 70 публикаций, в том числе 2 монографии. E-mail: rusina@corp.nstu.ru

Худжасаидов Джахонгир Худжасаидович, инженер-энергетик, 2005–2010 гг. – кафедра «Электрические станции» энергетического факультета Таджикского технического университета (ТТУ) им. акад. М.С. Осими, с 2010 по 2014 г. ассистент Таджикского технического университета, с 2014 г. аспирант кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Основное направление исследований – планирование режимов электроэнергетических систем. Имеет более 15 публикаций. E-mail: jahon_nstu@mail.ru

Increase in effective management of operating modes of a hydroelectric power station system*

A.G. RUSINA¹, D.Kh. KHUDZHASAIIDOV²

¹*Novosibirsk State Technical University, 20, K. Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation, D. Sc. (Eng.), professor. E-mail: rusina@corp.nstu.ru*

²*Novosibirsk State Technical University, 20, K. Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation, post-graduate student. E-mail: jahon_nstu@mail.ru*

One of the important features of hydroelectric power plants (HPP) operation is the use of a limited reservoir capacity to store hydropower. The use of limited amounts of water to produce electricity in a given time interval affects both the distribution of electricity generation in the next regulation interval period, and the total production of the station. From an economic point of view, the use of water reserves leads to a dynamic dependence on the fuel costs of electricity production in the given time intervals of the regulatory period. This relationship is particularly evident in electric power systems in which the share of hydropower plants is a significant part of electricity generation. Many authors and many scientific and engineering organizations have tried to solve the problem of increasing the efficiency of power system operating modes. Their developments are used as the basis for solving operating mode problems in modern energy conditions. Nevertheless, there are objects for which it is necessary to adjust the standard procedure. In this paper we consider the Pamir electric power system in which 100% of electricity is produced by hydropower stations. In this system, fuel efficiency is an effective use of water resources, namely an optimal load distribution between the stations and introduction of intra-station optimization (e.g. the choice of the operating equipment configuration and its load). Reduced effectiveness of optimization problems is mainly determined by two factors, namely the choice of sub-optimal solutions out of possible solutions without taking into account the characteristics of nonlinearity. Accounting for nonlinear properties in solving these problems requires the use of methods of non-linear and dynamic programming. To solve the problem the software implementation unit "Optimization" based on the dynamic programming

* Received 10 August 2016.

method has been developed. This unit will be part of the software being developed by the authors to carry out simulations of normal modes of electric power systems (EPS). The "Optimization" unit allows distributing loads between hydroelectric station units in an automatic mode and choosing the configuration of the unit equipment. Rational use of water and energy resources is a multicriterion problem, and it is necessary to prioritize the criteria in different periods of hydroelectric system operation. At the moment, the "Optimization" unit is set to the criterion of minimal water consumption.

Keywords: hydroelectric power station, optimization of water resources, capacity, efficiency, dynamic programming, most advantageous mode, power system

DOI: 10.17212/1814-1196-2017-1-179-192

REFERENCES

1. Tsvetkov E.V., Alabyshcheva T.M., Parfenov L.G. *Optimal'nye rezhimy elektrostantsii v energeticheskikh sistemakh* [Optimum modes of power plants in power systems]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1984. 320 p.
2. Venikov V.A., Zhuravlev V.G., Filippova T.A. *Optimizatsiya rezhimov elektrostantsii i energosistem* [Optimization of the modes of power plants and power supply systems]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1981. 464 p.
3. Arzamastsev D.A., Bartolomei P.I., Kholyan A.M. *ASU i optimizatsiya rezhimov energosistem* [Automatic control systems and optimization of modes of power systems]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1983. 208 p.
4. Filippova T.A. *Ekspluatatsionnye rezhimy gidroelektrostantsii* [Operating modes of hydroelectric power plants]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1968. 194 p.
5. Rusina A.G., Khudzasaidov D.Kh., Rusin G.L. Osobennosti upravleniya rezhimami gidroenergeticheskoi sistemy Pamira [Features of management of the Pamir's hydroelectric system modes]. *Operativnoe upravlenie v elektroenergetike: podgotovka personala i podderzhanie ego kvalifikatsii – Operative management in electrical power-engineering: personnel training and maintaining of its qualifications*, 2015, no. 6, pp. 41–46.
6. Rusina A.G., Filippova T.A., Sovban E.A., Khudzasaidov D.Kh. Otsenka ispol'zovaniya resursov GES pri ikh rabote v elektroenergeticheskikh sistemakh [Evaluation of the use of hydroelectric resources in their work in the electric power systems]. *Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya – Energy*, 2016, no. 9, pp. 27–32.
7. Rusina A.G., Sovban E.A., Khujasaidov J.K., Filippova T.A. Tasks of optimal performance of hydroelectric in power system. *11th International Forum on Strategic Technology (IFOST 2016): proceedings*, Novosibirsk, 1–3 June 2016, pt. 2, pp. 251–254. ISBN 978-1-5090-0853-7.
8. Sekretarev Y., Sultonov Sh., Shalnev V. Optimal control mode of the vakhsh hydropower reservoirs to reduce electricity shortages in Tajikistan. *Applied Mechanics and Materials*, 2015, vol. 792, pp. 446–450. doi: 10.4028/www.scientific.net/AMM.792.446.
9. Sekretarev Yu.A., Sultonov Sh.M., Shal'nev V.G. Povyshenie vyrabotki elektroenergii v Tadzhi-kistane na osnove optimizatsii rezhimov GES [Increase power generation in Tajikistan on the basis of optimization of the modes of hydroelectric power plants]. *Elektro. Elektrotekhnika, elektroenergetika, elektrotekhnicheskaya promyshlennost' – Elektro. Elektrotekhnika, elektroenergetika, elektrotekhnicheskaya promyshlennost'*, 2015, no. 5, pp. 14–17.
10. Rusina A.G., Sovban E.A., Filippova T.A. [Optimal use of the resources of the Novosibirsk hydroelectric power station in the power system]. *Elektroenergetika glazami molodezhi: sbornik nauchnykh trudov 5 mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii* [Electric utilities of youth eyed: proceedings of the 5 International scientific conference], Tomsk, 10–14 November 2014, vol. 2, pp. 571–572. ISBN 978-5-87307-078-4.
11. Rusina A.G., Sovban E.A., Filippova T.A., Khudzasaidov J.K. [The models of statistical analysis in planning electricity consumption and load curves]. *My prodolzhaem traditsii rossiiskoi statistiki: materialy 1 otkrytogo rossiiskogo statisticheskogo kongressa* [We keep the traditions of Russian statistics: materials 1 Russian statistical congress], Novosibirsk, 20–22 Oktober 2015, p. 44. ISBN 978-5-7014-0716-7. (In Russian)
12. Rusina A.G., Filippova T.A. [The principles of creating automated forecast system in the planning and analysis of power systems regimes]. *Energetika: effektivnost', nadezhnost', bezopas-*

nost': materialy trudov 19 Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii [Energy: efficiency, reliability, safety. materials 19th all-Russian scientific- engineering conference], Tomsk, 4–6 December 2013, vol. 1, pp. 154–157. (In Russian)

13. Allen J., Bruce F.W., Gerald B.Sh. *Power generation operation and control*. 3rd ed. New York, John Wiley & Sons Publ., 2013. 658 p.

14. Ferrero R.A., Rivera J., Shahidehpour S. Dynamic programming two-stage algorithm for long-term hydrothermal scheduling of multireservoir system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1988, vol. 13, iss. 4, pp. 1534–1540.

15. Zheng J., Yang K., Zhou R., Hao Y., Liu G. Improved adaptive genetic algorithm and its application in short-term optimal operation of cascade hydropower stations. *Communications in Information Science and Management Engineering*, 2013, vol. 3, iss. 3, pp. 167–174.

16. Li C.-A., Svoboda A.J., Tseng C.-L., Johnson R.B., Hsu E. Hydro unit commitment in hydro-thermal optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1997, vol. 12, iss. 2, pp. 764–769.

17. Soares S., Carneiro A.A.F.M. Optimal operation of reservoirs for electric generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1991, vol. 6, iss. 3, pp. 1101–1107.

18. Legalov D.I. *Metodika planirovaniya dolgosrochnykh optimal'nykh rezhimov elektroenergeticheskikh sistem s GES, osnovannaya na metode dinamicheskogo programmirovaniya*. Diss. kand. tekhn. nauk [Methods of long-term planning of optimal modes of power systems with HPPs, based on the method of dynamic programming. PhD eng. sci. diss.]. Irkutsk, 2005. 139 p.

19. Alyabysheva T.M., Morzhin Yu.I., Protopopova T.N., Tsvetkov E.V. *O metodakh optimizatsii rezhimov energosistem i energoob"edinenii* [About methods of optimization of the modes of power supply systems and power associations]. *Elektricheskie stantsii – Power Plants*, 2005, no. 1, pp. 44–48. (In Russian)