

МУҚАДДИМА

- ✎ **Абдуғани САНГИНОВ.**
Гидроэнергетика: ёрқин келажак сари дадил қадам 4

БОШ МУҲАРРИР МИНБАРИ

- ✎ **Феруза АЗИМОВА.**
Янги Ўзбекистон гидроэнергетикасининг улуғвор қанотлари 9

ТАҲЛИЛ-ТАНҚИД-ТАРАҚҚИЁТ

- ✎ **Хуршид РАВШАНОВ.**
“Ўзбекгидроэнерго” АЖ: 2024 йил туб ислохотлар даври 11

НАЗАРИЯ ВА АМАЛИЁТ

- ✎ **Абдужолло БОҚИЕВ, Маткарим ИБРАГИМОВ, Санжарбек СУЛТОНОВ, Сирожибдин НАМОЗОВ.**
Тоғ ва тоғ олди аҳолиси электр энергия таъминотида гирляндли мобил микроГЭСлардан фойдаланиш 19
- ✎ **Акмалжон ҚУЧҚАРОВ, Омаджон УРИШЕВ, Ёқутхон ЁҚУБЖАНОВА.**
МикроГЭСларнинг экологик самарадорлигини баҳолаш 29
- ✎ **Феруза ЮСУПОВА.**
Архимед винт турбинага кирувчи сув босимини аниқлаш 36
- ✎ **Асрор ЯНГИЕВ, Дилмурат АДЖИМУРАТОВ, Шохрух АЗИЗОВ, Севара ШУКУРОВА.**
Томчилатиб суғориш тизимида тиндиргичлар конструктив параметрларини асослаш 43
- ✎ **Алишер ШАНАЗАРОВ.**
Гидроэлектр станциялар ва иссиқлик электр станциялари фаолиятида оддий, функционал ва интеграл чегаравий шартларни ҳисобга олиш 51
- ✎ **Акрам МИРЗАБАЕВ, Абдусайд ИСАКОВ, Шерзот МИРЗАБЕКОВ, Нодир ПУЛАТОВ, Оскар СЫТДЫКОВ, Лазизахон МАХКАМОВА.**
Опыт внедрения современных систем хранения энергии в Республике Узбекистан 57
- ✎ **Бобур ШОДИЕВ, Акмал ВОХИДОВ, Азиз БАБАЕВ.**
Математическое моделирование эффективности использования гидроэлектростанций в электроэнергетической системе Узбекистана 68
- ✎ **Марат САБИРОВ.**
Преодоление водного кризиса в Узбекистане: роль закрытых оросительных сетей 74

- ✎ **Romen ZAKHIDOV, Sardorjon SALOYDINOV.**
Development of opportunities to increase the energy efficiency of hydropower plants using wind energy technologies 79

- ✎ **Сурайё ПЎЛАТОВА, Феруза АЗИМОВА.**
Гидроэнергетика соҳасига оид атамаларнинг социолингвистик хусусиятлари 85

**“ЎЗБЕКГИДРОЭНЕРГО” АЖ ФАОЛИЯТИ
ИНВЕСТИЦИЯ ДАСТУРИ ВА ЛОЙИҲАЛАР ИЖРОСИ**

- ✎ **Даврон МАНСУРОВ, Бобур ҚАЛАНДАРОВ.**
Инвестиция дастури ижросини таъминлашда ташқи иқтисодий фаолият самарадорлиги 89

**СОҲАДА РАҚАМЛАШТИРИШ
ВА МОДЕЛЛАШТИРИШ**

- ✎ **Шерзод ДЖАЛИЛОВ.**
Электр энергия ҳисобини юритишнинг замонавий усули 94
- ✎ **Равшан ПАРАТОВ, Эльёр ИРГАШЕВ, Илхомжон МАКСУДОВ.**
Численное моделирование движения воды в сооружениях (пример на Нижне-Чаткальской ГЭС) 98

КИЧИК ВА МИКРОГЭСЛАР – ДАВР ТАЛАБИ

- ✎ **Авазбек ЗОКИРОВ, Лазиз МАМАДИЯРОВ.**
Кичик ва микроГЭСларни ривожлантириш йўлида 106

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВА ХАВФСИЗЛИК

- ✎ **Ихтиёр ЮСУБАХМЕДОВ.**
Йирик ва ўта муҳим гидротехника иншоотларининг хавфсиз эксплуатациясини назорат қилишда хавфсизлик мезонларининг мақсад ва вазифалари 111

ИҚТИСОДИЙ САМАРАДОРЛИК САРИ

- ✎ **Pakhlavon NURMATOV.**
Carbon credits and JSC Uzbekhydroenergo: transformation towards sustainable development.... 117

ЁШ ТАДҚИҚОТЧИ МИНБАРИ

- ✎ **Бехзод КОМИЛЖОНОВ.**
Описание основных характеристик и режимов работы гидроаккумулирующих электростанции.... 121

ЭЪТИБОРДА: СОҲА ФИДОЙИЛАРИ

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ УЗБЕКИСТАНА

Бобур ШОДИЕВ	Ассистент Национального исследовательского университета «ТИИИМСХ»
Акмал ВОХИДОВ	Национальный исследовательский университет «ТИИИМСХ», PhD
Азиз БАБАЕВ	Национальный исследовательский университет «ТИИИМСХ», PhD

Аннотация: Приведены результаты расчетов распределения нагрузок между гидро- и теплоэлектрическими станциями с целью выравнивания графика энергетических нагрузок энергосистемы с увеличением коэффициента неравномерности с 0,79 до 0,826, которое приводит к уменьшению частоты переменных режимов работы тепловых электрических станций и, следовательно, к снижению расхода топлива при пусках агрегатов, а также аварийности теплотехнического оборудования.

Ключевые слова: электроэнергия, энергосистема, гидроэлектростанция, гидроаккумулирующая электрическая станция, тепловая электрическая станция, расход воды, расход топлива, график суточной нагрузки, мощность электростанции.

O'ZBEKISTON ELEKTR ENERGETIKA
TIZIMIDA GIDROELEKTR STANSIYALARDAN
FOYDALANISH SAMARADORLIGINI MATEMATIK
MODELLASHTIRISH

Bobur SHODIYEV

“TIQXMMI” Milliy tadqiqot universiteti assistenti

Akmal VOXIDOV

“TIQXMMI” Milliy tadqiqot universiteti, PhD

Aziz BABAYEV

“TIQXMMI” Milliy tadqiqot universiteti, PhD

Annotatsiya: Energiya tizimining energiya yuklari grafiginini notekislik koeffitsiyentining 0,79 dan 0,826 gacha o'sishi bilan tenglashtirish uchun gidroelektr va issiqlik elektr stansiyalari o'rtasida yuklarning taqsimlanishini hisoblash natijalari keltirilgan, bu issiqlik elektr stansiyalarining o'zgaruvchan ish rejimlarining chastotasining pasayishiga olib keladi va shuning uchun agregatlarni ishga tushirishda yoqilg'i sarfini kamaytiradi, shuningdek, issiqlik uskunalari avariyasi oldi olinadi.

Kalit so'zlar: elektr energiyasi, elektr tarmog'i, gidroelektr stansiyasi, nasos elektr stansiyasi,

MATHEMATICAL MODELING OF THE
EFFICIENCY OF HYDROPOWER PLANTS IN
UZBEKISTAN'S ELECTRIC POWER SYSTEM

Bobur SHODIEV

«TIAME» National Research
University, assistant

Akmal VOKHIDOV

«TIAME» National Research
University, PhD

Aziz BABAIEV

«TIAME» National Research
University, PhD

Abstract: The results of calculations for the distribution of loads between hydroelectric and thermal power plants are presented to balance the energy load schedule of the power system. This aims to increase the coefficient of irregularity from 0.79 to 0.826, which leads to a reduction in the frequency of variable operating modes of thermal power plants and, consequently, power plants and, consequently, reduces fuel

issiqlik elektr stansiyasi, suv sarfi, yoqilg'i sarfi, kunlik yuklama jadvali, elektr stansiyasining quvvati.

consumption during the start-up of units and the incidence of thermal equipment failures.

Keywords: electricity, power system, hydroelectric power plant, pumped storage power plant, thermal power plant, water discharge, fuel consumption, daily load schedule, power plant capacity.

Введение

Эффективность технологического процесса ГЭС, прежде всего, зависит от оптимального использования энергетических ресурсов и управления режимом работы гидроагрегатов.

Для имеющихся значений ресурсов в определённом промежутке времени существует такой режим работы ГЭС, который имеет минимальные потери энергии, максимум КПД и обеспечивает – выработку столько электроэнергии, сколько была рассчитано при имеющихся водных ресурсах.

Такой режим работы ГЭС является оптимальным, и он соответствует следующим критериям

$$Y_{AYN} = \int_0^{t_0} N_{AYN}(t) \cdot dt \rightarrow \max, \tag{1}$$

$$\eta_{AYN} \rightarrow \max, \tag{2}$$

где Y_{AYN} , N_{AYN} — величина выработанной ГЭС энергии за время – работы t – и соответствующая мощность [1,2,3];

$\eta_{ГЭС}$ - коэффициент полезного действия ГЭС.

Рассмотрим оптимизационную задачу суточного режима работы $i = 1, 2, \dots, n$ ГЭС совместно с ТЭС. При этом считаем, что напор ГЭС мало меняется, т.е., $H \approx \text{const}$, потерями в линиях электропередачи и распределительной сети пренебрегаем, а график суточной нагрузки $P(t)$ представлен непрерывной функцией. Как известно, в таких условиях основными ограничениями являются условия баланса мощностей в энергосистеме и фиксированные объёмы воды в видеоисточниках.

Ограничение по объему воды

$$V_i - \sum_{t=1}^k Q_{AYN} \cdot \Delta\tau_t = 0; \tag{3}$$

где V_i - объем подаваемой каждой ГЭС; $Q_{ГЭСit}$ - расход воды i -й ГЭС за время t , длительностью $\Delta\tau$, $t = 1, 2, \dots, k$.

Условия баланса мощностей в энергосистеме:

для $t = 1$

$$P(1) - \sum_{i=1}^n N_{\dot{A}Y\dot{N}_i}(1) - N_{\dot{O}Y\dot{N}}(1) = 0 \quad (4)$$

$$P(\hat{e}) - \sum_{i=1}^n N_{\dot{A}Y\dot{N}_i}(\hat{e}) - N_{\dot{O}Y\dot{N}}(\hat{e}) = 0$$

для $t = k$

где $P(t)$ - величина суточной нагрузки в момент времени t , $N_{TЭС}(t)$ - мощность ТЭС в момент времени t [4].

Целевая функция в виде функции Лагранжа, характеризующая наивыгоднейшее распределение нагрузки между ГЭС и ТЭС, которые обеспечивали бы минимальный расход условного топлива в системе с учетом (3) и (4) выглядит так

$$L = (B_1 + B_2 + \dots + B_k) + \lambda_1 \cdot P_1 + \dots + \lambda_2 \cdot P_2 + \dots + \lambda_k \cdot P_k + \lambda_{1'} \cdot V_1 + \dots + \lambda_2 \cdot V_2 + \dots + \lambda_n \cdot V_n \quad (5)$$

где $\lambda_{1'}, \lambda_k, \dots, \lambda_n$ - неопределенные множители Лагранжа; B_t - расход условного топлива.

Взяв частные производные по $N_{TЭС1}, N_{TЭС2}, \dots, N_{TЭСk}, n$, приравняв их нулю и решив полученные выражения, получим условия оптимальности [5,6].

$$\frac{\partial B(t_1)}{\partial N_{\dot{O}Y\dot{N}}(t_1)} = \frac{\partial B(t_2)}{\partial N_{\dot{O}Y\dot{N}}(t_2)} = \dots = \frac{\partial \hat{A}(t_k)}{\partial N_{\dot{O}Y\dot{N}}(t_k)} = \dots = \lambda_1 \frac{\partial Q_{\dot{A}Y\dot{N}_1}(t_1)}{\partial N_{\dot{A}Y\dot{N}_1}(t_1)} = \dots = \lambda_2 \frac{\partial Q_{\dot{A}Y\dot{N}_2}(t_2)}{\partial N_{\dot{A}Y\dot{N}_2}(t_2)} = \dots$$

$$= \lambda_i \frac{\partial Q_{\dot{A}Y\dot{N}_n}(t_k)}{\partial N_{\dot{A}Y\dot{N}_n}(t_k)} \quad (6)$$

Проанализируем возможность получения решения уравнения целевой функции (5). Число неизвестных в данном уравнении равно: мощности ТЭС в каждом интервале времени k , мощности n ГЭС в каждом интервале времени t , всего $k + n$. Неизвестными являются и множители Лагранжа λ : n - множителей λ , итого неизвестных $k + 2 \cdot n$.

Число уравнений: k - из условий оптимальности, n - балансовые уравнения мощности, n - балансовые уравнения объемов воды, (всего $k + 2 \cdot n$). Таким образом, число уравнений и число неизвестных равны и условия для решения уравнения достаточны [7].

Принимая следующие сокращённые обозначения $\partial B(t)/\partial N_{TЭС}(t) = b(t)$ и $\partial Q(t)/N_{ГЭС}(t) = q(t)$ уравнению (6) напишем в следующем виде

$$b(t_1) = b(t_2) = \dots = b(t_k) = \dots = \lambda_1 \cdot q_{ГЭС1}(t_1) = \dots = \lambda_2 \cdot q_{ГЭС2}(t_2) = \dots = \lambda_n \cdot q_{ГЭСn}(t_k) \quad (7)$$

где $b(t_1) = b(t_2) = \dots = b(t_k)$ - относительные приросты топлива при изменении мощности ТЭС; $q_{ГЭС1}(t_1), \dots, q_{ГЭСn}(t_k)$ - относительные приросты расхода воды при изменении мощности ГЭС.

Все величины уравнения (6), за исключением множителей Лагранжа, определяются энергетическими характеристиками оборудования [$N_{TЭС} = f(b)$, $N_{ГЭС} = f(Q)$] пользуясь ими можно определить множителей $\lambda_{1'}$, которые означают топливную эффективность 1 м³ воды. Коэффициенты λ_i подбираются таким образом, чтобы были обеспечены расчётные общие расходы воды в ГЭС,

определяемые на основе ограниченных объёмов воды в водоисточниках по условию (3) [8].

Наивыгоднейшим будет такой режим, если в течение всего периода оптимизации для всех ГЭС будет $\lambda = const$.

Например, при работе ГЭС с разными величинами мощности наилучшим вариантом будет работа ТЭС мощностью $N_{ТЭС} = const$, соответствующей оптимальному для неё расходу топлива и при обеспечении соблюдения условия (3) и (4) (рис. 1).

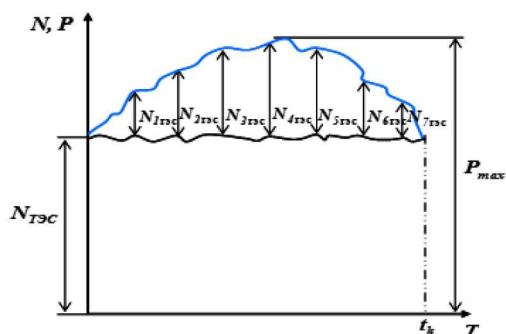


Рис. 1. – Распределение нагрузок между ГЭС и ТЭС

Распределение нагрузок между ГЭС и ТЭС осуществляется расчетом параметров, указанных в (3.28) в пределах времени $t_1...t_k$ (табл. 1).

Таблица 1. Определение оптимального распределения нагрузок ГЭС и ТЭС

t	P_i	$Q_{ГЭСi}$	$N_{ГЭСi}$	$N_{ТЭС}$	b	λ
t_1	P_1	$Q_{ГЭС1}$	$N_{ГЭС1}$	$N_{ТЭС} = P_i - N_{ГЭСi}$	$b_{opt} = const$	$\lambda = const$
t_2	P_2	$Q_{ГЭС2}$	$N_{ГЭС2}$			
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots			
t_k	P_k	$Q_{ГЭСk}$	$N_{ГЭСk}$			

Возможные значения расхода воды, используемые для выработки энергии в ГЭС в промежутках времени $t...t_k$ определяются исходя из ограничения по (3).

Значения общей мощности ГЭС определяются при фиксированных постоянных значениях напора H и КПД ГЭС η по формуле

$$N_{ГЭСi} = 9,81 \cdot H \cdot Q_{ГЭСi} \cdot \eta \tag{8}$$

Мощность ТЭС вычисляется в зависимости от значений суточных нагрузок и мощности ГЭС

$$N_{ОУНi} = \sum_{i=1}^k (P_i - N_{ГЭСi}) \tag{9}$$

При этом, путем регулирования расхода воды, пропускаемой через ГЭС в пределах ограничения (3) добиваются примерно равные значения $N_{ТЭС}$ в интервалах $t...t_k$, которые определяют оптимального расхода топлива B и позволяют принимать его значение $b = const$

Множитель λ определяют по следующей зависимости $\lambda = B \cdot N_{ГЭСi} / Q_{ГЭСi}$, и при этом они имеют примерно одинаковые значения, т.е. $\lambda = const$ [9].

В качестве иллюстрации на рис. 2 показаны энергетические характеристики $N_{ГЭСi} - Q_{ГЭСi}$ и $N_{ТЭСi} - B$, построенные на основании значений $Q_{ГЭСi}$ и B .

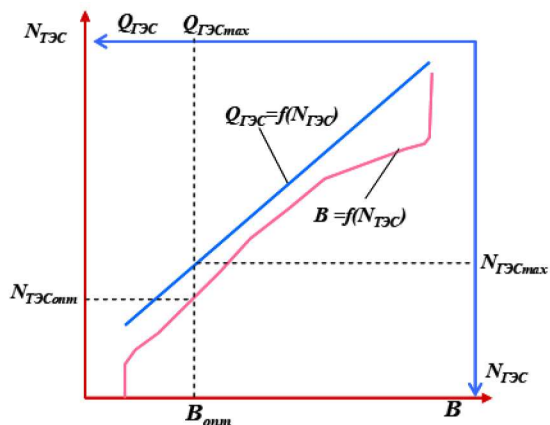


Рис. 2. Энергетические характеристики $N_{ГЭСi} - Q_{ГЭСi}$ и $N_{ТЭСi} - B$

Максимальная мощность ГЭС соответствует мощности ТЭС, для которой оптимальным является расход топлива, характеризуемый $B_{опт}$, так как в данной точке он будет минимальным из-за максимального использования мощности ГЭС [10].

Результаты и их обсуждения

Рассмотрим, какие будут выгоды от выравнивания графика суточной выработки энергии ТЭС замещением часть мощности с помощью ГЭС на примере графика, приведённого на рис. 1. Для стабилизации выработки электроэнергии ТЭС предлагается осуществлять дополнительное регулирование режима работы ГЭС, предусматривающее следующий режим работы энергосистемы. В период с 09⁰⁰ до 21⁰⁰ ТЭС работают стабильной мощностью 9200 МВт, для чего мощности ГЭС с 11⁰⁰ до 16⁰⁰ снижаются максимально на 250 МВт, тем самым создаётся условие для сохранения соответствующего объема воды в водохранилищах (Чарвакское, Андижанское, Тупалангское, Гисаракское и Ахангаранское). При этом вырабатываемая электроэнергия ГЭС сокращается на 600 МВт·час (она определяется по графику, приведенному на рис. 1) [11].

Приблизительная величина данного объема воды определяется по известной зависимости $V = \frac{\mathcal{E}_r \cdot 367}{H \cdot \eta_r} = \frac{600 \cdot 367}{90 \cdot 0,8} = 3000$ тыс. м³. При этом H – средний напор воды в вышеприведенных водохранилищах, η_r – средняя величина КПД ГЭС. Значение \mathcal{E}_r определено по графику на рис.4. в промежутке времени с 11⁰⁰ до 16⁰⁰. Далее, начиная, с 16⁰⁰ до 21⁰⁰ гидроагрегатам ГЭС подается накопленный объем воды, увеличивая их общую мощность максимально до 400 МВт (всего 1100 МВт) в 18⁰⁰ часов, что дает возможность дополнительно выработать $\mathcal{E} = \frac{V \cdot H \cdot \eta_r}{367} = \frac{3000 \cdot 90 \cdot 0,8}{367} = 588$ МВт·час электроэнергии [12].

Увеличение объема на 3000 тыс. м³ в течение 5 часов на работу вышеприведенных водохранилищ с общим объемом 5,0 млрд. м³ не должно оказывать заметного влияния, а получаемая общая установленная мощность ГЭС в час пик около 1100 МВт составляет примерно 55 % общей установленной гидроэнергетической мощности [13,14].

Как видно из графика, такое распределение мощности ГЭС обеспечивает режим работы ТЭС без изменений в промежутке времени с 09⁰⁰ до 21⁰⁰. При этом коэффициент неравномерности увеличивается с

0,79 до 0,826, которое приводит к существенной стабилизации процесса производства электроэнергии за счёт исключения переменных режимов работы ТЭС, приводящих к снижению расхода топлива при пусках агрегатов и аварийности теплотехнического оборудования [14,15].

Заключение

Для определения энергетических характеристик ГЭС использован метод решения оптимизационной задачи суточного их режима работы совместно с ТЭС, который позволяет определить оптимальное распределение нагрузок между ГЭС и ТЭС в течение суток с учетом максимального использования ограниченных ресурсов воды.

На примере суточного графика электроэнергетической нагрузки ЭЭС результатами расчетов установлена эффективность оперативного регулирования мощностей генерации энергии управлением гидроэнергетических ресурсов ГЭС в краткосрочных режимах работы энергосистемы.

Литературы

1. Постановление Президента Республики Узбекистан ПП-44 «О дополнительных мерах по дальнейшему развитию гидроэнергетики» от 10.12. 2021. <http://lex.uz>.
2. Energy Efficiency 2020. <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2020>.
3. GlobaltechnologyroadmapHydroEquipmentAssociation.<https://www.andritz.com/resource/blob/259432/5487f2c45ab370859ffe8abc26ed72e8/ea-roadmap-data.pdf>.
4. Urishev B. Microgrid Control Based on the Use and Storage of Renewable Energy Sources. USA, Journal Applied Solar Energy, 2018, Vol. 54, No. 5, pp. 388–391. DOI: 10.3103/S0003701X180 50201
5. Decentralized Energy Systems, Based on Renewable Energy Sources. USA, Journal Applied Solar Energy, 2019, Vol. 55, No. 3, pp. 207–212. DOI: 10.3103/S0003701X19030101
6. Синюгин В.Ю., Магрук В.И., Родионов В.Г. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. – М. : ЭНАС, 2008, 352 с.
7. Зубарев В.В. Аккумулирующие электростанции и их использование в энергосистемах. – М.: «Информэнерго», сер.4, вып.4, 1986. с. 34-38
8. Зубакин В.А. Необходимо развивать высокоманевренные мощности // Энергорынок. 2004. № 9. с. 34-42.
9. Hydropower Special Market Report. Analysis and forecast to 2030. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/83ff8935-62dd-4150-80a8-c5001b740e21/HydropowerSpecialMarketReport.pdf>
10. Энергетика. Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики (кн. 3). История, настоящее и будущее. Под ред. Плачковой С.Г., Плачкова. И.В. <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-2/section-3/3-1>
11. Отчёт производственно-технической деятельности УП «Талимарджанская ТЭС» за 2017 год. г. Нуристан, 2017, 37 с.