ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՊԵՏԱԿԱՆ ՃԱՐՏԱՐԱԳԻՏԱԿԱՆ
ՀԱՄԱԼՍԱՐԱՆ

Նասիբյան Սարգիս Լևոնի

# ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳՈՒՄ ՓՈՓՈԽԱԿԱՆ ԷՋՔՈՎ ՀԷԿ-ԵՐԻ ՕՊՏԻՄԱԼ ԱՇԽԱՏԱՆՔԱՅԻՆ ՌԵԺԻՄՆԵՐԻ ԸՆՏՐՈՒՄԸ

Ե.14.01 - «Էներգետիկ համակարգեր, համալիրներ
և դրանց կառավարումը» մասնագիտությունով
տեխնիկական գիտությունների թեկնածուի գիտական
աստիճանի հայցման ատենախոսության
ՍԵՂՄԱԳԻՐ

ԵՐԵՎԱՆ 2002

---

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ИНЖЕНЕРНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ АРМЕНИИ

Насибян Саркис Левонович

# ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГЭС С ПЕРЕМЕННЫМ НАПОРОМ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени кандидата
технических наук по специальности
05.14.01 - "Энергетические системы, комплексы
и их управление"

ЕРЕВАН 2002

Ատենախոսության թեման հաստատվել է Հայաստանի պետական ճարտարագիտական համալսարանում:

Գիտական ղեկավար՝ տեխնիկական գիտությունների թեկնածու, պրոֆեսոր Հ.Ա.Բուռնաչյան

Պաշտոնական ընդդիմախոսներ՝ տեխնիկական գիտությունների դոկտոր Չիլինգարյան Լ.Ա.
տեխնիկական գիտությունների դոկտոր, պրոֆեսոր Սիմոնյան Ս.Հ.

Առաջատար կազմակերպություն՝ «Հայէներգո» ՓԲԸ

Պաշտպանությունը կայանալու է «28» սեպտեմբերի 2002թ. ժ. $12^{00}$ - ին Հայաստանի պետական ճարտարագիտական համալսարանի 044 Մասնագիտական խորհրդում:
Հասցեն՝ 375009, ք.Երևան, Տերյան 105:

Ատենախոսությանը կարելի է ծանոթանալ Հայաստանի պետական ճարտարագիտական համալսարանի գրադարանում:

Սեղմագիրը առաքված է «27» օգոստոսի 2002թ. -ին:

Մասնագիտական խորհրդի գիտական քարտուղար, տ.գ.թ., դոցենտ Ռ.Ե. Շամամյան

---

Тема диссертации утверждена в Государственном инженерном университете Армении

Научный руководитель: кандидат технических наук, профессор Бурначян Г.А.

Официальные оппоненты: доктор технических наук Чилингарян Л.А.
доктор технических наук, профессор Симонян С.О.

Ведущая организация: ЗАО "Армэнерго"

Защита состоится "28" сентября 2002г. в $12^{00}$ часов на заседании специализированного совета 044 Государственного Инженерного Университета Армении.
Адрес: 375009, Ереван, Теряна 105.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Государственного инженерного университета Армении

Автореферат разослан "27" августа 2002г.

Ученый секретарь
Специализированного совета к.т.н., доцент Шамамян Р.Е.







## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Эффективность больших энергосистем в значительной степени зависит от оптимального планирования их развития и оперативного управления режимами работы всех элементов и звеньев этой системы.

Поэтому актуальными вопросами современной энергетики являются оперативное управление режимами работы станций энергосистемы и рациональное использование природных ресурсов, в частности, водных. Наиболее рациональная форма использования водных ресурсов состоит в комплексном их использовании. Создание больших водохозяйственных комплексов, в которых функционируют несколько водопользователей, несет за собой сложную многофункциональную задачу планирования, оптимального управления и эксплуатации режимов работы всех участников водохозяйственного комплекса. Повышение эффективности производства энергии, оптимальное распределение нагрузки между станциями, а также экономия топлива и водных ресурсов являются актуальными для всех энергосистем, особенно для энергосистем, имеющих ограниченные энергоресурсы.

В этих условиях оптимизация суточных режимов работы ГЭС при обоснованном регулировании речного стока значительно повышает их эффективность, которая выражается значительной экономией топлива на тепловых электростанциях энергосистемы, достигая, порой, десятков тысяч тонн условного топлива.

Цель работы. Целью диссертационной работы является определение потерь мощности в водоподводящих трактах, используемых одновременно несколькими агрегатами, с целью построения энергетических характеристик приплотинных и деривационных ГЭС и разработка более обоснованных методов и алгоритмов оптимального использования водных ресурсов на гидростанциях с учетом ограничений со стороны других водопользователей и распределения электрических нагрузок между станциями энергосистемы. Исходя из критерия минимума расхода условного топлива разработан более усовершенствованный метод управления режимами работы ГЭС с переменным напором, обусловленным колебаниями уровня воды верхнего водохранилища и нижнего бьефа в сложных энергосистемах.

Методы исследования. В диссертационной работе при проведении исследований были использованы современные методические, справочные, статистические материалы, а также математические методы вариационного исчисления, методы решения систем нелинейных алгебраических уравнений и т.д.

Решение сложных комплексных задач невозможно без системного подхода, основанного на теоретических исследованиях с подбором необходимой информации и привлечением соответствующих математических методов, используемых в энергетике. Решение таких задач возможно лишь при использовании современных средств вычислительной техники.

Научная новизна работы.

1. Разработан метод определения оптимального суточного режима работы ГЭС с учетом изменения напора, обусловленного колебаниями уровня воды верхнего водохранилища гидроэлектростанций.
2. Разработан метод определения оптимального суточного режима работы ГЭС с учетом изменения напора, вызванного одновременным изменением уровней верхнего водохранилища и нижнего бьефа гидроэлектростанции, обусловленного переходными процессами.
3. При наличии в энергосистеме более одной гидростанции оптимизация режимов работы осуществлена методом циклической диспетчеризации, где на каждой итерации режим работы ГЭС с переменным напором устанавливается методом последовательных приближений.
4. Разработана методика построения энергетических характеристик ГЭС с переменным напором, когда вода к гидроагрегатам подводится одним водоподводящим трактом, с последующим его разделением по числу агрегатов перед зданием станции.
5. Для ГЭС с переменным напором при различных значениях напора в пределах $H_{min}$-$H_{max}$ выбран оптимальный состав работающих агрегатов и построены соответствующие им энергетические характеристики.

Практическая ценность. Полученные основные результаты, выводы и предложения, нашедшие место в диссертационной работе, могут быть использованы при оптимизации режимов работы гидроэлектростанций с переменным напором в сложной



энергосистеме заинтересованными организациями и предприятиями. Результаты исследования могут быть также использованы в проектных проработках для обоснования эффективности ввода гидростанций в энергетический комплекс.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на научных заседаниях кафедры "Экономика, организация, планирование производственных предприятий и энергетика" и на годовых научных конференциях Государственного Инженерного Университета Армении.

Публикации по теме работы. Опубликованы четыре научные статьи, список которых приведен в конце автореферата.

Объем и структура работы. Диссертационная работа изложена на 126 страницах машинописного текста, включает 25 иллюстраций, 24 таблицы. Работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы из 116 наименований и приложения.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Метод определения оптимального суточного режима деривационных ГЭС с учетом изменения напора, обусловленного изменением уровня верхнего бьефа гидроэлектростанций.
2. Метод определения оптимального суточного режима деривационных ГЭС с учетом изменения напора, обусловленного одновременным изменением уровней верхнего и нижнего бьефа гидроэлектростанций.
3. Выбор оптимальных режимов работы станций системы методом циклической диспетчеризации при наличии в энергосистеме значительного числа регулирующих ГЭС, особенно при наличии гидростанции с переменным напором.
4. Методика построения энергетических характеристик ГЭС с переменным напором, где вода к гидроагрегатам подводится одним водоподводящим трактом.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы, изложены цель и задачи, предмет и объект исследования, сформулированы научная новизна и практическая ценность работы.

В первой главе - "Работа гидроэлектростанций в энергетической системе" указывается роль гидроэлектростанции в энерговодохозяйственном комплексе, когда ГЭС, удовлетворяя допустимые режимы, должна одновременно обеспечить требования, предъявляемые к ее режимам работы всеми неэнергетическими водопользователями. Оптимальные режимы ГЭС можно выбрать только из числа допустимых режимов.

Рассматривается также роль ГЭС годичного регулирования в энергосистеме. Планирование оптимальных длительных режимов ГЭС необходимо для осуществления рациональной эксплуатации водохранилищ. На основе расчета оптимального режима составляются и корректируются годовые и квартальные производственные задания отдельных электростанций и энергосистем в целом. Результатом длительной оптимизации должна явиться также исходная гидрологическая информация для оптимизации краткосрочных режимов и управления ими в темпе производства. Приводятся преимущества ГЭС по сравнению с тепловыми и атомными электростанциями.

Гидроэлектростанциям характерна очень высокая маневренность, поэтому обычно на них возлагается покрытие наиболее неравномерной пиковой части суточных графиков электрических нагрузок, а также функций аварийного резерва мощности и энергии, регулирования частоты и перетоков.

Необходимо отметить, что в исследованиях, проведенных специалистами ближнего и дальнего зарубежья, сравнительно мало работ по выбору оптимальных режимов сложных энергосистем, имеющих в своем составе гидроэлектростанции с переменным напором, обусловленным одновременными изменениями уровней верхнего и нижнего бьефов, связанных с переходными процессами при пропуске воды через турбины ГЭС.

В данной работе, в определенной мере, удалось восполнить пробел в этом направлении.



Во второй главе - "Основные эксплуатационные характеристики гидроэлектростанции" излагаются методы построения энергетических характеристик гидростанций при переменном напоре с учетом схемы водоподводящих сооружений, а также исходные предпосылки для учета изменений уровней верхнего водохранилища и нижнего бьефа, обусловленных переходными процессами.

В проектной и эксплуатационной практике используются самые различные энергетические характеристики гидроагрегатов и ГЭС в целом. При учете переменности напора необходимы также следующие характеристики: характеристики изменения уровня верхнего бьефа (водохранилища) и нижнего бьефа, а также график изменения уровня нижнего бьефа гидростанции для установившегося режима.

Существующая методика построения расходных характеристик с переменным напором приемлема только в случаях, когда к каждому гидроагрегату вода подводится отдельным напорным трубопроводом. В этих случаях потери напора в водоподводящих трубопроводах рассчитываются для одного гидроагрегата, применяя расчетные потери, идентичные для других подобных агрегатов, а затем, в зависимости от количества агрегатов, последовательно умножаются на 2, 3 и т.д. Для тех гидростанций, в которых по одному и тому же водоподводящему тракту вода подводится сразу к нескольким гидроагрегатам, вышеприведенный подход учета потерь напора в напорных трубопроводах неприемлем из-за больших погрешностей, которые, в конечном итоге, влияют на энергетические характеристики гидростанции и развиваемую ею мощность. Для получения реальных характеристик необходимо точно рассчитать потери в напорных водоподводящих трубопроводах для одного агрегата, затем для последующих и т.д.

Для деривационных и приплотинных ГЭС характерна схема, где вода к зданию ГЭС поступает через общий водоподводящий тракт и разветвляется лишь на последнем участке, длина которого незначительна.

В соответствии с выбранным типом турбины по справочным материалам выбирается универсальная характеристика. По универсальной характеристике строится рабочая характеристика турбины $P_T = f(\eta_T)$, а рабочая характеристика генератора для данной турбины $P_Г = f(\eta_Г)$ берется по заводским данным.

На основании этих двух характеристик определяются суммарные потери в турбине и генераторе по зависимости:

$$\Delta P' = \left(\frac{1-\eta_T\eta_Г}{\eta_T}\right)P_T; \qquad (2.1)$$

и строится расходная характеристика $Q = f(P_Г)$.

По полученным значениям Q, пользуясь справочными материалами, строится зависимость потерь напора от расхода воды для принятого диаметра водоподводящего тракта (кривая 1, рис.2.1).

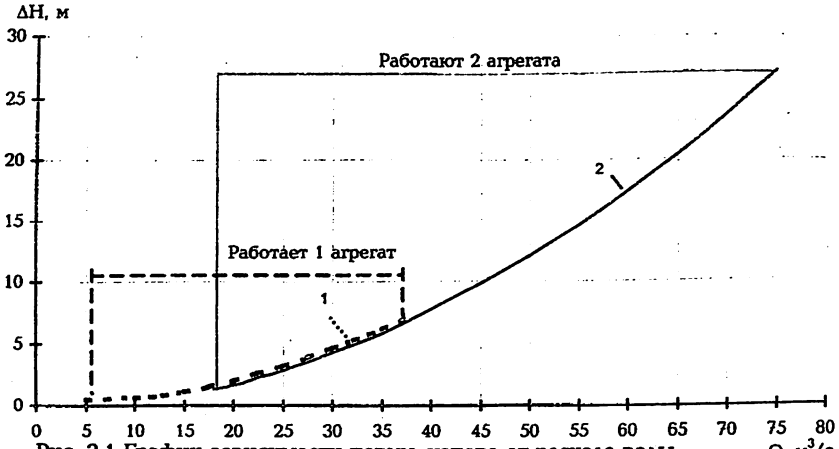


Рис. 2.1 График зависимости потерь напора от расхода воды

Для дальнейших расчетов используются следующие зависимости:

$$\Delta P_H \approx \Delta H Q 10^{-2}; \qquad (2.2)$$

$$P_г = P'_г - \Delta P_H; \qquad (2.3)$$

$$\sum \Delta P = \Delta P' + \Delta P_H; \qquad (2.4)$$

где: $\Delta P_H$ - потери мощности в генераторе (МВт), обусловленные потерями напора $\Delta H$ в водоподводящем тракте; $\Delta H$ - потери напора (м) в трубопроводе.

По данным $\sum \Delta P$ и $P_Г$ строится зависимость $\Delta P' = f(P_Г)$ и производится сглаживание в пределах допустимой точности (кривая1, рис.2.2).



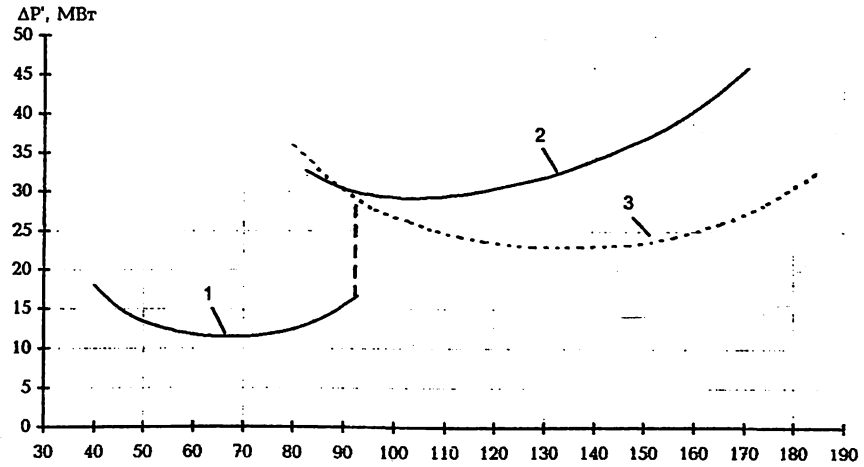


Рис.2.2 Графики зависимости общих потерь от нагрузки с учетом потерь напора для одного и двух совместно работающих гидроагрегатов

После чего по известным зависимостям строятся расходные характеристики и характеристики относительных приростов для одного агрегата.

Для двух совместно работающих агрегатов устанавливается диапазон изменения мощностей, равный удвоенному произведению $\left(P^{min}_{1агр} - P^{max}_{1агр}\right)$. Начиная с $2P^{min}_{1агр}$, определенным шагом для принятого диапазона мощностей определяются соответствующие им суммарные потери в турбине и генераторе, мощности генератора и расход воды через турбины - Q. Далее по кривым 1 и 2 рис.2.1, имея Q, определяются потери напора.

Затем по выражениям 2.3 и 2.4 рассчитываются электрическая мощность генератора с учетом потерь напора и суммарные потери при двух совместно работающих гидроагрегатах.

На основании значений электрической мощности генератора и суммарных потерь строится кривая зависимости суммарных потерь двух агрегатов от мощности, которая представляет собой последовательное сочетание кривых 1 и 2 (рис.2.2). Если потери двух совместно работающих агрегатов в случае общего водоподводящего тракта взять как удвоенное значение первого агрегата, то кривая зависимости суммарных потерь будет последовательным сочетанием кривых 1 и 3 (рис.2.2), что не

соответствует реальному процессу и не может быть использовано для построения энергетических характеристик агрегатов. Поэтому, в дальнейшем, на основании кривых 1 и 2 строятся расходные характеристики и характеристики относительных приростов, сначала для одного агрегата, затем для первого и второго совместно работающих и т.д.

По этой методике для Шамбской ГЭС построены энергетические характеристики для различных значений напоров.

Экономичность работы ГЭС обусловлена не только энергетическими характеристиками оборудования, но и характеристиками бьефов и водопроводящих сооружений. Обычно на ГЭС, работающие в энергетических системах, должны быть возложены функции покрытия неравномерной части графиков электрических нагрузок, поскольку атомные и тепловые станции большую часть времени работают с возможно максимальной мощностью.

В результате этого резкопеременный режим работы ГЭС вызывает значительные изменения уровней бьефов как в течение суток, так и в течение года. Для расчетов краткосрочных режимов ГЭС, особенно для низко- и средненапорных станций, необходимо учитывать изменения уровней верхнего и нижнего бьефов, если эти изменения приводят к определенному изменению - более 5% от расчетного напора.

Наличие водохранилищ при гидростанциях придает им (в случаях, когда сработка водохранилища заметно влияет на напор) ту особенность, при которой энергетический потенциал ресурсов "воды" не всегда остается одинаковым, а меняется во времени по мере сработки и наполнения водохранилищ.

Изменения энергетического потенциала ресурсов гидростанций могут быть и при переменном режиме уровней их нижних бьефов, что возможно при больших изменениях расходов воды через гидростанции. При переменных нагрузках гидростанции возникает неустановившийся режим в нижнем бьефе, влияющий на режим используемых гидростанциями напоров.

В большинстве случаев во время оперативного управления режимами ГЭС считают, что напор воды в течение суток остается постоянным, а значит, и не учитывают изменения уровней верхнего и нижнего бьефов ГЭС.



Если гидроузлы имеют чисто энергетические назначения, то режимы их работы полностью определяются требованиями энергосистемы.

Значительно сложным является случай гидроузлов комплексного назначения, обслуживающих помимо энергетики и другие отрасли народного хозяйства. В этом случае необходимо учесть влияние неэнергетических водопользователей в виде ограничений при оптимизации режимов работы ГЭС в сложной энергосистеме.

<u>В третьей главе</u> - "Режимы работы гидроэлектростанций" приведены постановка и алгоритм решения задачи.

Рассматривается энерговодохозяйственная система, в составе которой работают гидростанции суточного цикла регулирования. Имея требования неэнергетических водопользователей предварительно определяются ограничения по уровням верхнего водохранилища и нижнего бьефов станции и величины попусков воды из верхнего бьефа. Эти ограничения отличаются в различные периоды года. Но, поскольку, по выработке электрической энергии эти гидростанции связаны также с энергетической системой данного региона, то естественно что, режимы их работы должны быть выбраны в тесной взаимоувязке с режимами работы всех станций энергосистемы.

Исходя из этих предпосылок выбор оптимальных режимов работы гидростанций сводится к решению следующей задачи.

Рассматривается задача выбора оптимальных режимов работы гидроэлектростанций в сложной энергосистеме с учетом изменения напора на гидроэлектростанции, обусловленного колебаниями уровней воды в нижнем и верхнем бьефах. Эти изменения уровня воды верхнего водохранилища происходят медленно, в зависимости от режима расхода воды через турбины.

Расход воды из верхнего бьефа, в свою очередь, приводит к изменению уровня воды в нижнем бьефе, величина которого зависит от профиля русла нижнего бьефа. Эти изменения, по своей сущности, являются нестационарными процессами и могут оказать значительное влияние на уровень воды в нижнем бьефе. Совместное изменение уровней верхнего и нижнего бьефов может привести к изменениям напора ГЭС за рассматриваемый период регулирования.

При значительном изменении напора (более 3-5%) его влияние на экономичность работы гидростанции может быть

существенным, что требует его учета при выборе режимов ее работы в энергосистеме.

Рассмотрим энергетическую систему, состоящую из m КЭС и n регулируемых ГЭС. При этом задача определения оптимального режима работы электростанций системы, для некоторого расчетного промежутка времени $T = t_K - t_0$ (сутки), сводится к выбору такого режима, которому соответствует минимум суммарного расхода условного топлива, который определяется следующей зависимостью:

$$B = \int_{t_0}^{t_K} \sum_{i=1}^{m} B_{K_i} dt = \int_{t_0}^{t_K} F\left(t, \overline{P}_K, \overline{P}'_K\right) dt \to \min \qquad (3.1)$$

где $B_{K_i}$ - расход условного топлива на i-й КЭС $(i = 1,2,...,m)$; $\overline{P}_K\left(P_{K_1}, P_{K_2}, ..., P_{K_m}\right)$- вектор, компоненты которого представляют собой мощности тепловых электростанций; $\overline{P}'_K = d\overline{P}_K / dt$ - скорость изменения нагрузок тепловых электростанций по времени.

Поиск оптимального режима работы должен удовлетворять определенным режимным ограничениям, предъявляемым как к энергосистеме, так и к отдельным ее станциям:

1) Во избежание перерыва в электроснабжении в каждый момент времени t в энергосистеме должно выполняться условие баланса нагрузок:

$$\varphi_t = \sum_{i=1}^{m} P_{K_i}(t) + \sum_{j=1}^{n} P_{\Gamma_j}(t) - P_C(t) - \Delta P(t) = 0, \qquad (3.2)$$

где $P_{K_i}(t)$, $P_{\Gamma_j}(t)$ - соответственно нагрузки i-й КЭС и j-й ГЭС в момент времени t; $P_C(t)$ - нагрузка системы в момент t; $\Delta P(t)$ - потери мощности в линиях электропередач в момент t.

2) Работа водохранилищ ГЭС описывается следующей системой дифференциальных уравнений:

$$\gamma_t = V'_{\Gamma_j}(t) - g_{\Gamma_j}(t) + Q_{\Gamma_j}(t) = 0 \qquad (3.3)$$

с граничными условиями

$$V_{\Gamma_j}(t_0) = V^0_{\Gamma_j}, V_{\Gamma_j}(t_K) = V^K_{\Gamma_j},$$



где $g_{\Gamma_j}(t)$- боковая приточность в водохранилище j-й ГЭС; $Q_{\Gamma_j}(t)$ - расход воды через турбины j-й ГЭС; $V^0_{\Gamma_j}$, $V^K_{\Gamma_j}$- соответственно объемы водохранилища j-й ГЭС в начале и в конце цикла регулирования.

Параметром, характеризующим состояние энергосистемы в каждый момент времени t, принимается заданный объем воды в водохранилищах ГЭС (фазовые координаты) $V_{\Gamma_j}$ $(j = 1,2,...,n)$. Управляемыми переменными приняты мощности КЭС $P_{K_i}$ $(i = 1,2,...,m)$ и ГЭС $P_{\Gamma_j}$ $(j = 1,2,...,n)$.

Область управления определяется следующими неравенствами:

- для тепловых электростанций:

$$P^{min}_{K_i} \le P_{K_i} \le P^{max}_{K_i}, \qquad (3.4)$$

когда $P_{K_i} < P^{min}_{K_i}$; принимается $P_{K_i} = 0$

- для гидроэлектростанций:

$$P^{min}_{\Gamma_j} \le P_{\Gamma_j} \le P^{max}_{\Gamma_j}. \qquad (3.5)$$

Выражения (3.1)-(3.5) представляют собой математическую модель оптимального режима работы энергосистем, имеющих в своем составе конденсационные и гидравлические станции.

Задача в вышеуказанной постановке является типичной вариационной задачей на условный экстремум с закрепленными концами.

Используя множители Лагранжа рассматриваемую задачу можно свести к задаче на безусловный экстремум следующего функционала:

$$B = \int_{t_0}^{t_K} \left[ \sum_{i=1}^{n} B_{K_i} + \lambda_t \varphi_t + \lambda_{\Gamma_j}(t) \gamma_t \right] dt = \int_{t_0}^{t_K} F^* dt \qquad (3.6)$$

где $F^* = \sum_{i=1}^{n} B_{K_i} + \lambda_t \varphi_t + \lambda_{\Gamma_j}(t) \gamma_t$;

$\lambda_t$, $\lambda_{\Gamma_j}(t)$- переменные по времени множители.

Кривые, реализующие экстремум рассматриваемого функционала, должны удовлетворять дифференциальным уравнениям Эйлера-Лагранжа и, после некоторых видоизменений, получаем:

$$\frac{b_i}{1-\partial\Delta P/\partial P_{K_i}}=\left[C_j+\Delta\lambda_{\Gamma_j}(t)\right]\frac{q_{\Gamma_j}}{1-\partial\Delta P/\partial P_{\Gamma_j}} \qquad (3.7)$$

где $\Delta\lambda_{\Gamma_j}(t)=\int_{t_0}^{t_K}\frac{\lambda_t}{q_{\Gamma_j}}\left(1-\frac{\partial\Delta P}{\partial P_{\Gamma_j}}\right)\frac{\partial Q_{\Gamma_j}}{\partial V_{\Gamma_j}}dt$ - поправка, учитывающая влияние изменения напора на оптимальные режимы j-й ГЭС; $b_i=\partial B_{K_i}/\partial P_{K_i}$ - относительный прирост расхода топлива i-й тепловой станции; $q_{\Gamma_j}=\partial Q_{\Gamma_j}/\partial P_{\Gamma_j}$ - относительный прирост расхода воды j-й гидроэлектростанции; $\partial\Delta P/\partial P$ - относительный прирост потерь мощности в высоковольтных линиях электропередач и определяется выражением:

$$\frac{\partial\Delta P}{\partial P_\ell}=2\sum_{r=1}^{m+n}P_rA_{r\ell}+\beta,\quad \ell=(i,j) \qquad (3.8)$$

где $\beta$ - постоянная слагаемая, зависящая от нагрузок.

Принимая, что не на всех гидростанциях требуется учет влияния изменения напора, условие (3.7) сможем записать в следующем виде:

$$\frac{b_i}{1-\partial\Delta P/\partial P_{K_i}}=C_{(n-\gamma)}\frac{q_{\Gamma_{(n-\gamma)}}}{1-\partial\Delta P/\partial P_{\Gamma_{(n-\gamma)}}}=\left[C_\gamma+\Delta\lambda_{\Gamma_\gamma}(t)\right]\frac{q_{\Gamma_\gamma}}{1-\partial\Delta P/\partial P_{\Gamma_\gamma}} \qquad (3.9)$$

где: $j=(n-\gamma)+\gamma$

$(n-\gamma)$- число ГЭС с постоянным напором, а $\gamma$- число ГЭС с переменным напором.

В случае, когда изменениями потерь мощности в линиях электропередач можно пренебречь, условие (3.9) примет вид

$$b_i=C_{(n-\gamma)}q_{\Gamma_{(n-\gamma)}}=\left[C_\gamma+\Delta\lambda_{\Gamma_\gamma}(t)\right]q_{\Gamma_\gamma}. \qquad (3.10)$$

Если принять, что на всех ГЭС в течение цикла регулирования напоры остаются постоянными $j=(n-\gamma)$, условие (3.10) может быть записано в виде

$$b_i=C_jq_{\Gamma_j}. \qquad (3.11)$$

В ряде случаев для низко- и средненапорных ГЭС при суточном регулировании изменения нагрузки, а также расходов воды вызывают колебания уровня воды в нижнем бьефе, которые могут достигнуть нескольких метров и оказывать



существенное влияние на величину напора и, соответственно, на эффективность работы ГЭС. Поэтому очень важно точно рассчитать изменение уровня нижнего бьефа. Для энергетических расчетов ее значимость особенно повышается с ростом неравномерности суточных режимов работы ГЭС в энергосистеме.

Изменение режима происходит по экспоненте и определяется следующим образом:

$$\Delta H_t''=(\Delta H_\infty-\Delta H')(1-e^{-\frac{t}{T}})=\Delta H_\infty(1-K)(1-e^{-\frac{t}{T}}) \qquad (3.12)$$

где: t - время, истекшее с момента изменения ~~расхода~~, ч; T- постоянная времени, ч; e - основание натуральных логарифмов.

- фактический уровень воды в текущий момент времени t определяется следующим выражением:

$$H_t=H_{\infty t}-\Delta H_\infty(1-K)e^{-\frac{t}{T}} \qquad (3.13)$$

- по известному расходу воды и фактическому уровню в некоторый момент t определяется уровень воды в следующий $(t+1)$ - ый час в предположении, что в последующий $(t+1)$ - ый период произойдет новое изменение расхода воды и соответствующее изменение величины $H_\infty$ на $\Delta H_\infty=H_{\infty t+1}-H_{\infty t}$, тогда уровень воды в нижнем бьефе определится следующей зависимостью:

$$H_{t+1}=H_{\infty t}+(H_t-H_{\infty t})e^{-\frac{1}{T}}+K\Delta H_\infty. \qquad (3.14)$$

Имея режимы работы ГЭС, и, следовательно, попуски воды из верхнего бьефа (расходы через турбины ГЭС), определяем уровни (отметки) верхнего бьефа в течение периода работы. Имея величины расходов воды в нижнем бьефе по зависимостям (3.13, 3.14) определяем уровни нижнего бьефа. Имея отметки уровней верхнего и нижнего бьефов определяется фактическая величина напора за каждый час суток, которая используется в дальнейших расчетах.

Для решения рассматриваемой задачи необходимы следующие исходные данные:

1) Суточный график нагрузки энергосистемы,

2) Эквивалентные энергетические характеристики блочных агрегатов тепловых станций (расходные характеристики и характеристики относительных приростов),

3)Эквивалентные энергетические характеристики гидравлических станций (расходные характеристики и характеристики относительных приростов),

4) Суммарные расходы воды, потребляемой каждой ГЭС за сутки,

5) Полезные объемы водохранилищ суточного регулирования для каждой ГЭС ($V_j$, м$^3$) и их боковые приточности,

6) Зависимость уровней и объемов водохранилищ ГЭС, а также производная данной зависимости по объему ($dH/dV_j$).

Решение задачи осуществляется в несколько итераций:

При **первом приближении** производим суточное распределение нагрузок между станциями системы при постоянном напоре гидростанций и находим предварительное распределение и часы работы ГЭС и тепловых станций системы с учетом условий (3.4) и (3.5).

Во время **второго приближения**, имея предварительное распределение нагрузок и часы работы электростанций, производится новое распределение, но, уже, с учетом изменения верхнего бьефа ГЭС и по полученным значениям расходов воды, проходящих через турбины ГЭС, определяем изменения уровня нижнего бьефа.

**Третье приближение.** В результате второго приближения получаем изменения уровней верхнего и нижнего бьефов ГЭС, т.е. имеем значения фактического напора при данном расходе воды для каждого часа суток. Имея фактические значения напоров по алгоритму находим новый режим работы станций, и соответсвующие им расчетные значения расходов воды и напоров, а также величину суммарного расхода условного топлива по системе.

**Четвертое приближение.** По данным третьего приближения находим новые режимы и соответствующие им значения расходов воды, напоров и суммарный расход условного топлива по системе. Результаты этого приближения сопоставляются с предшествующим. Если величины напоров и расходов воды совпадают, то процесс считается завершенным. Если нет, то расчет в вышеизложенной последовательности продолжаем до совпадения вышеперечисленных параметров с определенной точностью. Приведенные расчеты показали, что сходимость обеспечивается на 3-4 итерациях.



Четвертая глава - "Результаты расчетов по оптимизации режимов работы ГЭС с переменным напором" посвящена описанию программы, ее реализации для энергетических систем, имеющих в своем составе гидростанции с переменным напором, а также анализу полученных результатов.

По алгоритму, изложенному в третьей главе, разработана программа для персонального компьютера на языке программирования Visual Basic в среде Microsoft Windows, программы Microsoft Excel.

Программа реализована для энергосистемы, имеющей в своем составе группу конденсационных станций с общей установленной мощностью 5040МВт, и две гидростанции, одна из которых с установленной мощностью 190МВт с постоянным напором 54 м, а другая с установленной мощностью 782 МВт и переменным напором в диапозоне 60-66м. Объемы воды, используемые гидростанциями в течение цикла регулирования, равны: для первой гидроэлектростанции 4,8 млн. м$^3$, а для второй 28,7 млн.м$^3$. На основании энергетических характеристик станций энергосистемы, а также характеристик верхнего водохранилища объем 17,0 млн.м$^3$ и нижнего бьефа гидроэлектростанции с переменным напором, в соответствии с разработанным алгоритмом и программой выполнены расчеты по оптимизации режимов работы энергосистемы для различных значений объемов используемой воды и графиков нагрузки системы в течение цикла регулирования на второй ГЭС.

Используя предложенный алгоритм и программу, принимая заданным график зарегулированных расходов на Шамбской ГЭС, приведены расчеты по выбору оптимальных годовых режимов работы Армянской энергосистемы с некоторыми допущениями относительно станций Севан-Разданского каскада и Армянской атомной станции. По результатам выполненных расчетов проведен анализ относительно быстроты сходимости режимов гидростанции по условиям бесперебойности, учета влияния напоров,ограничений по уровням верхнего водохранилища и т.д. Результаты всех расчетов в табличных формах и в виде соответствующих графиков приведены в работе.

Основные выводы.

1. Приведен более обоснованный вывод условий выбора оптимальных режимов гидроэлектростанций энергосистемы для случая переменного напора на основании методов вариационного исчисления. Разработан алгоритм задачи для

случая, когда изменения напора обусловлены колебаниями уровней воды верхнего бьефа с учетом ограничений по допустимым уровням колебаний напора и с учетом заданного суточного объема регулирования.

2. Разработан метод выбора оптимальных режимов работы гидроэлектростанции с учетом переменности напора, обусловленного одновременным изменением уровня верхнего водохранилища и нестационарными процессами, имеющими место в нижнем бьефе в зависимости от расходов воды, пропускаемых через турбины гидроэлектростанций.
3. Разработано более обоснованное решение задачи выбора оптимальных режимов гидроэлектростанции с учетом переменности напора для общего случая, реализованное на конкретном примере энергосистемы, имеющей в своем составе гидростанции суточного регулирования с переменным и постоянным напорами.
4. Показано, что предложенный подход может быть реализован как для отдельных гидростанций, работающих в энергосистеме, так и для гидростанций, работающих в энерговодохозяйственных системах, поскольку алгоритм задачи позволяет легко учитывать ограничения, накладываемые на станции неэнергетическими водопользователями.
5. Предложенный алгоритм можно использовать также для ГЭС сезонного регулирования, если предварительно задан график зарегулированного стока (исходя из этой предпосылки выполнены расчеты по выбору сезонных оптимальных режимов работы Шамбской ГЭС с учетом колебаний уровня верхнего бьефа).
6. Предложена методика построения энергетических характеристик гидроэлектростанций с переменным напором для случая, когда вода к нескольким гидроагрегатам подводится одним общим водоподводящим трактом, с учетом величины потерь в напорном тракте в зависимости от числа работающих агрегатов.
7. Для многоагрегатных ГЭС (более 3-х), агрегаты которых имеют различные энергетические характеристики, по критерию минимума расхода воды, методом относительных приростов построены энергетические характеристики станции и определена оптимальная последовательность включения (отключения) агрегатов.



Основные положения работы отражены в следующих публикациях:

1. Նասիբյան Ս.Լ. Էներգահամակարգում փոփոխական էջքով հիդրոկայանների օպտիմալ ռեժիմների ընտրումը // ՀՊՃՀ-ի տարեկան գիտաժողովի նյութերի ժողովածու - Երևան. - 2000. - Հ1. - Էջ.183-185:
2. Насибян С.Л. Влияние колебаний уровней нижнего бьефа ГЭС на суточный режим ее работы // Сборник материалов годичной научной конференции ГИУА. - Ереван. - 2001. - Т2. - С.600-602.
3. Насибян С.Л. Теоретические аспекты выбора оптимальных режимов работы ГЭС с переменным напором // Моделирование, оптимизация, управление- Сборник научных трудов ГИУА.- Ереван. - 2002. - Вып.5. - С.184-187.
4. Бурначян Г.А., Насибян С.Л. Оптимальное распределение нагрузки энергосистемы с учетом изменения напора на гидростанциях // Изв. НАН РА и ГИУА. Сер. ТН.-2002.-Т.LV. - №2. - С. 231-237.

# ԱՄՓՈՓՈՒՄ

Սարգիս Լևոնի Նասիբյանի «Էներգահամակարգում փոփոխական էջքով ՀԷԿ-երի օպտիմալ աշխատանքային ռեժիմների ընտրումը» թեմայով տեխնիկական գիտությունների թեկնածուի գիտական աստիճանի հայցման նպատակով ներկայացված ատենախոսության սեղմագրի

1. Վարիացիոն հաշվարկի մեթոդների հիման վրա բերված է էներգահամակարգի ՀԷԿ - երի փոփոխական էջքի դեպքում օպտիմալ աշխատանքային ռեժիմների ընտրման պայմանների ավելի հիմնավորված հետևություն: Մշակված է խնդրի ալգորիթմն այն դեպքի համար, երբ էջքի փոփոխությունները պայմանավորված են վերին բիեֆում ջրի մակարդակի տատանումներով, հաշվի առնելով էջքի տատանումների թույլատրելի մակարդակների և տրված օրական ջրի ծավալի կարգավորման սահմանափակումները:
2. Մշակված է էջքի փոփոխության հաշվառումով ՀԷԿ-երի աշխատանքային օպտիմալ ռեժիմների ընտրման մեթոդ, որը պայմանավորված է վերին բիեֆի մակարդակի փոփոխմամբ և, միաժամանակ, ներքին բիեֆում ՀԷԿ - երի տուրբիններով բաց թողնվող ջրի ծախսից կախված տեղի ունեցող ոչ ստացիոնար պրոցեսներով:
3. Ընդհանուր դեպքի համար մշակված է ՀԷԿ - երի օպտիմալ աշխատանքային ռեժիմների ընտրման ավելի հիմնավորված լուծում: Հաշվի առնելով էջքի փոփոխությունը, որպես օրինակ, իրացված է կոնկրետ էներգահամակարգում, որն իր կազմում ունի փոփոխական և հաստատուն էջքերով օրական կարգավորման հիդրոկայաններ:
4. Առաջարկվող ալգորիթմը կարելի է օգտագործել նաև սեզոնային կարգավորվող ՀԷԿ - երի համար, եթե նախօրոք տրված է հոսքի կարգավորման ժամանակացույցը: Ելնելով այս նախապայմաններից կատարված է Շամբի ՀԷԿ-ի սեզոնային օպտիմալ աշխատանքային ռեժիմների ընտրումը, հաշվի առնելով վերին բիեֆի մակարդակի տատանումները:
5. Առաջարկված է փոփոխական էջքով ՀԷԿ - երի էներգետիկական բնութագրերի հաշվարկի մեթոդ այն դեպքի համար, երբ ջուրը մի քանի հիդրոագրեգատներին է տրվում մեկ ընդհանուր ջրահաղորդիչ կառուցվածքով, հաշվի առնելով աշխատող ագրեգատների թվից կախված ճնշման տրակտում կորուստների չափը:
6. Բազմաագրեգատ (3-ից ավելի) ՀԷԿ-երի համար, որոնց ագրեգատները ունեն տարբեր էներգետիկական բնութագրեր, ելնելով ջրի մինիմալ ծախսի պայմանից, հարաբերական աճերի մեթոդով կառուցված են ամբողջ կայանի էներգետիկական բնութագրերը և որոշված է ագրեգատների միացման (անջատման) օպտիմալ հերթականությունը:

"ԶԵՅԹՈՒՆ" Հրատարակչություն
"ZEYTUN" Publishing House
Издательство "ЗЕЙТУН"

ՀՀ, ք.Երևան, Կ. Ուլնեցու փ., 68
K. Ulnetsi str., 68, Yerevan, Republic of Armenia
Республика Армения, г. Ереван, ул. К. Улнеци, 68
(+374-1) 24-86-18, 24-75-62