Гр20.9
Т5-29

ТРУДЫ ГИДРОПРОЕКТА

СБОРНИК ДВАДЦАТЬ ДЕВЯТЫЙ

МОСКВА—1973

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ВСЕСОЮЗНЫЙ ОРДЕНА ЛЕНИНА ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЙ
И НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
„ГИДРОПРОЕКТ" имени С. Я. ЖУКА

ТРУДЫ ГИДРОПРОЕКТА

Сборник двадцать девятый

Технико-экономические вопросы проектирования и исследований в области гидроэнергетики и водного хозяйства

Под редакцией кандидата технических наук
Б. Л. ЭРЛИХМАНА

МОСКВА — 1973

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Д. М. ЮРИНОВ (главный редактор), И. Л. САПИР (зам. главного редактора), В. С. АКИМОВ (зам. главного редактора), канд. техн. наук Б. Л. БАБУРИН, канд. техн. наук Г. Г. ГАНГАРДТ, канд. техн. наук Я. Д. ГИЛЬДЕНБЛАТ, В. С. КОНВИЗ, М. Ф. КРАСИЛЬНИКОВ, В. А. ЛИНЮЧЕВ, канд. геолого-минералогических наук А. Г. ЛЫКОШИН, доктор техн. наук Н. А. МАЛЫШЕВ, А. Г. ОСКОЛКОВ, В. П. РЕПКИН, Э. И. РООТ, В. И. СЕВАСТЬЯНОВ, профессор Г. К. СУХАНОВ, И. А. ТЕРМАН, Б. З. УМАНСКИЙ, Л. Б. ШЕЙНМАН, Я. Г. ЯКОБСОН.

ТРУДЫ ГИДРОПРОЕКТА

Сборник двадцать девятый

Редактор Л. М. Агафонова — Корректор Л. А. Петрова

Сдано в набор 18/VIII 72 г. — Подписано к печати 13/VI 73 г.

Формат бумаги 70 × 108¹/₁₆

Л 71964 — Бумага типографская № 2 — Печ. л. 14,5.

Уч.-изд. л. 20,3 — Цена 1 р. 52 к. — Зак. 641. — Тир. 800.

Типография института «Гидропроект» имени С. Я. ЖУКА
Москва, А-80, Волоколамское шоссе, 2.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Практика издания Трудов Гидропроекта по технико-экономическим вопросам гидроэнергетики и водного хозяйства себя оправдала. Тиражи сборников № 6 Трудов (1961 г.) и № 17 (1969 г.) были распроданы. Опубликованные в них статьи, несомненно, послужили делу улучшения экономических обоснований гидроэнергетических и комплексных объектов.

Решения XXIV съезда КПСС и декабрьского Пленума ЦК КПСС (1969 г.) определяют возросшее значение научной и практической разработки вопросов экономики всех отраслей народного хозяйства. Гидроэнергетические и комплексные водохозяйственные сооружения относятся к отраслям народного хозяйства с высокой капиталоемкостью, длительными сроками строительства и службы производственных фондов. Экономическая целесообразность строительства в этих отраслях определяется в процессе проектирования и зависит от нормативных критериев экономической эффективности и учета фактора времени. Поэтому в настоящем сборнике большое внимание уделено **методике и нормативам экономических обоснований проектируемых объектов** (раздел I). Одна из статей этого раздела формулирует общие итоги и направления дальнейших исследований (Б. Л. Бабурин), вторая затрагивает проблемные вопросы экономических стимулов технического прогресса (Б. Л. Эрлихман), в других рассматривается соотношение принципов сравнительной и общей эффективности (М. Н. Мармер и др., И. И. Файн, А. А. Макеев, Е. Г. Скворцова) [1].

В следующей группе статей I раздела рассматриваются методика и нормативы **экономической оценки водных ресурсов** (Е. М. Подольский и др.), **норм амортизации ГЭС** (В. В. Раппопорт и др.), **учета затрат на добычу угля** (Г. А. Кузбасов и др.), **экономической оценки сроков строительства** (Т. Е. Красильникова и др.). Эти статьи в краткой форме затрагивают очень важные вопросы, от решения которых во многом зависит экономическая эффективность ГЭС и использование водных ресурсов в целом.

Большая группа статей сборника II раздела относится к **составлению перспективного плана гидроэнергостроительства.** Задача прогноза развития гидроэнергетики и его обоснования является одной из важных задач прогнозирования народного хозяйства, выдвинутых решениями XXIV съезда КПСС.

В статьях И. А. Термана, Г. О. Левита, Б. Л. Эрлихмана и др. рассматриваются вопросы оптимального использования гидроэнергоресурсов, технико-экономические показатели ГЭС, **факторы, определяющие наиболее экономичные направления и масштабы будущего гидроэнергостроительства.** Остальные статьи II раздела (Н. А. Кузнецова и др., О. И. Халатяна, В. Г. Петрова, Л. А. Антипова и др.) посвящены гидро-

---

[1] Некоторые статьи настоящего сборника являются дальнейшим развитием докладов, представленных на II Научно-технической конференции Гидропроекта (1972 г.).

энергостроительству в районах Центральной Сибири, Кольского полуострова, Урала, Западной Грузии и северо-восточных районов страны, т. е. районов, где недостаточно ясны перспективы экономичности использования гидроэнергоресурсов.

В заключение второго раздела дается обзор развития гидроэнергетики США (Д. И. Островский), существенный для сравнительного анализа с зарубежными данными.

Современное развитие гидроэнергетики, в особенности в европейской части СССР, характеризуется перераспределением функций ГЭС в сторону все большего выполнения **маневренных задач, развитием ГАЭС и повышенным вниманием к оптимизации основных параметров гидроустановок.** В статьях Д. С. Щавелева и др., Н. Н. Крачковского, А. А. Башкирова и др., Ю. А. Юхнова и др., В. Б. Ростомяна, Л. Г. Горулевой и Н. М. Жуковец, помещенных в III разделе, рассматриваются актуальные вопросы оценки маневренных качеств энергии ГЭС, оцениваются предпосылки сооружения ГАЭС в энергосистемах Юга и Закавказья, обсуждаются вопросы выбора мощности ГЭС и параметров деривации, оценки опыта эксплуатации.

Четвертый и пятый разделы сборника посвящены экономике и народнохозяйственным требованиям к **развитию водохозяйственных комплексов** (ВХК). В IV разделе освещены общие проблемы развития водного хозяйства, связанные с регулированием и перераспределением стока. Здесь помещены статьи (Е. М. Подольский и др., М. П. Федоров и др.), излагающие **оптимизацию регулирования стока** и другие работы, в которых рассматриваются **крупнейшие водохозяйственные проблемы на перспективу** (Н. В. Пучкова, Ф. Я. Украинский, Г. Г. Гангардт, В. С. Замахаев, И. Г. Матвеев и др.). Вопросы **согласования энергетического и рыбохозяйственного режима водохранилищ** освещаются в статьях А. А. Москалева, Л. В. Миньковича, Я. Д. Гильденблата и др.

Следует отметить, что по поводу факторов и масштабов межбассейнового перераспределения стока нет достаточно обоснованных и однозначных суждений, что сказывается и в отдельных статьях, публикуемых в IV разделе.

В V разделе ряд статей (Д. С. Щавелев и др., М. Н. Мармер, Л. Г. Горулева и др.) касается такой важной проблемы, как **распределение затрат между участниками ВХК.**

Статья Ю. А. Юхнова и В. М. Онищенко интересна конкретными данными о распределении затрат по энерго-ирригационному гидроузлу. Статьи Е. А. Елохина и М. И. Сыроежина посвящены некоторым спорным аспектам экономической **оценки затопления сельскохозяйственных земель** при создании водохранилищ.

В целом настоящий сборник включает статьи и сообщения по экономике энергетики и водного хозяйства многих проектных и исследовательских подразделений Гидропроекта, а также ряда сотрудничающих с ним организаций (ЛПИ, ВНИИГ, ЭСП, ЦНИЭВТ, СОПС и ЭНИН).

Несмотря на дискуссионность ряда затрагиваемых в сборнике проблем, можно надеяться, что их обсуждение послужит повышению эффективности планирования и проектирования в гидроэнергостроительстве. Следует отметить большую работу, выполненную инженером Н. И. Сизовой, по подготовке материалов настоящего сборника.

Редакционная коллегия с благодарностью примет от читателей замечания и предложения, которые будут учтены при подготовке последующих печатных изданий института. Письма просим направлять по адресу: Москва, А-80, Волоколамское шоссе, 2, институт «Гидропроект», отдел технической информации и технических отчетов.

Редакционная коллегия

Раздел первый

МЕТОДИКА И НОРМАТИВЫ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОБОСНОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

УДК 621.22.001.8

Кандидат технических наук Б. Л. БАБУРИН

НАПРАВЛЕНИЯ МЕТОДИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОЭНЕРГОСТРОИТЕЛЬСТВА

Задача всемерного повышения эффективности общественного производства, четко сформулированная на XXIV съезде КПСС, особенно подчеркивает важность и актуальность разработки научно обоснованной методики определения эффективности сооружения любого объекта, что особенно актуально для гидроэнергетики.

Гидроэнергетические объекты характеризуются, как правило, большими масштабами единовременных затрат, преобладанием основных долговременных фондов, длительными сроками строительства и освоения, высоким техническим совершенством и многообразным народнохозяйственным эффектом. Не все эти особенности гидроэнергостроительства в должной мере находят отражение в существующей методике экономических расчетов в гидроэнергетике [Л. 1]. С проникновением же гидроэнергостроительства в районы с более тяжелыми геологическими и климатическими условиями стоимость его, как правило, возрастает и это требует более тщательных и глубоких обоснований его эффективности.

Развитие и совершенствование методики экономического обоснования гидроэнергетических объектов за истекшую пятилетку характеризовалось борьбой сторонников и противников гидроэнергетики. В начале пятилетки Государственный комитет по науке и технике (ГКНиТ) разработал методику определения эффективности капитальных вложений, применение которой на практике привело бы по существу к ликвидации дальнейшего гидроэнергостроительства. По этой методике принималась тождественность нормативных величин коэффициентов эффективности и учета фактора времени и равенство их 0,15 против принимавшегося до этого 0,1.

В ряде институтов Министерства энергетики и электрификации СССР (в том числе и в Гидропроекте) и некоторых других министерств были развернуты работы, которые, с одной стороны, выявили, к каким последствиям в отдельных отраслях народного хозяйства приведет принятие этих нормативов, а с другой — сделали возможным обоснование величины этих коэффициентов. В известной степени благодаря этим исследованиям указанная выше методика ГКНиТ была переработана и в принятой в 1969 г. Госпланом СССР, Госстроем СССР и АН СССР Типовой методике определения эффективности капитальных вложе-

ний были зафиксированы другие нормативы, а именно: 0,12 для коэффициента эффективности и 0,08 для коэффициента учета фактора времени [Л. 2]. При этом в ней допускается по ряду причин (в том числе стимулирование технического прогресса и т. д.) при соответствующем обосновании некоторое снижение нормативного коэффициента эффективности.

Вопрос установления научно обоснованных нормативов эффективности капиталовложений в народное хозяйство весьма сложен и его нельзя считать окончательно решенным. Наряду с исследованиями, направленными на научное обоснование величины этих нормативов, представляется целесообразным проведение анализа последствий от принятия тех или иных значений нормативов эффективности и учета фактора времени, а также анализ влияния на их величину отдельных факторов и, в первую очередь, тех, которые характерны для объектов водного хозяйства — преобладание основных долгодействующих фондов, высокое техническое совершенство, долговременность освоения параметров.

Для совершенствования методики экономического обоснования нового гидростроительства необходим анализ опыта эксплуатации и фактической эффективности осуществленного гидроэнергостроительства. В истекшей пятилетке силами ряда организаций (ВНИИГ имени Б. Е. Веденеева, ЛПИ имени М. И. Калинина, ЭНИН имени В. В. Кржижановского, МИСИ имени В. В. Куйбышева, отдел энергетики ГКНиТ, Гидропроект и др.) проводился подобный анализ. Недостатком этих исследований было отсутствие их координации и единой методики подхода к оценке эффективности. Поэтому выполненный анализ фактической эффективности завершенного гидростроительства нельзя считать полным и его необходимо в дальнейшем продолжить. Вместе с тем, эти исследования позволяют сделать следующие выводы.

На всех этапах развития народного хозяйства гидростроительство вносило значительный вклад в развитие производительных сил страны. Первенцы советской гидроэнергетики — Волховская, Нижне-Свирская, Нивские гидроэлектростанции — в напряженные для страны годы первых пятилеток снабжали энергией развитые в промышленном отношении, но бедные топливными ресурсами районы европейского северо-запада.

Для ряда районов европейской части страны, в частности, республик Закавказья, гидроэлектростанции явились основной энергетической базой для развития экономики.

Гидроэнергостроительство в восточных районах вносит большой вклад в смягчение топливного баланса страны, так как позволяет высвободить топливные ресурсы для транспортировки их в дефицитные районы европейской части. Ежегодная экономия топлива от ввода гидроэлектростанций в целом по СССР на отдельных уровнях составила (млн. *т* усл. топлива):

1940 г.	3,2
1950 г.	7,2
1960 г.	23
1970 г.	50

Проведенный анализ показал также, что производство электроэнергии на гидроэлектростанциях отличается высокой рентабельностью [Л. 3], так как себестоимость энергии ГЭС является существенно более низкой, чем на тепловых электростанциях. Так, себестоимость гидроэнергии в 1968 г. составила 0,14 *коп/квтч* и была в 6 раз меньше себестоимости энергии районных ТЭС.

За 13 лет (1956—1968 гг.) прибыль (без учета налога с оборота), обеспечиваемая районными тепловыми электростанциями от реализа-

ции электрической и тепловой энергии, составила 8,3 млрд. руб. (55%), а от гидроэлектростанций — 6,8 млрд. руб. (45%), тогда как товарная продукция тепловых электростанций составила 43,6 млрд. руб. (82%), а гидроэлектростанций — 9,3 млрд. руб. (18%). Таким образом, на каждый рубль товарной продукции тепловые электростанции дали прибыль 19 коп., а гидроэлектростанции — 73 коп. При этом вложенные в гидроэнергостроительство капиталовложения, кроме энергетического эффекта, принесли значительную прибыль для ряда других участников водохозяйственного комплекса: сельского хозяйства, речного транспорта, водоснабжения и т. д.

Другим фактором, отличающим гидроэнергетику от тепловой, является экономия трудовых затрат. Вследствие преобладания основных слабо изнашивающихся фондов, высокой степени автоматизации и отсутствия затрат труда на получение энергоресурсов в период эксплуатации гидроэлектростанции отличаются более высокой производительностью труда.

Для определения экономии трудозатрат, обеспеченных гидроэнергостроительством за период 1951—1968 гг., было подсчитано суммарное количество работавших на строительстве и эксплуатации всей программы ГЭС и в возможном альтернативном варианте ТЭС с учетом топливной базы [Л. 3]. Трудозатраты по строительству электростанций были подсчитаны на основании данных о капитальных вложениях и строймонтажных работах по энергетическому строительству и производительности труда работающих. Этим расчетом учтены основной, подсобный и обслуживающий персонал, занятый на строительстве.

Проведенный расчет показал, что для эксплуатации тепловых электростанций в альтернативном варианте с учетом добычи и транспорта топлива потребовалось бы в 8—12 раз больше персонала, чем фактически было занято в варианте ГЭС. В период же строительства в связи с большей капиталоемкостью гидротехнических сооружений количество рабочих на ГЭС превысило в два раза количество рабочих для строительства заменяющей программы ТЭС с учетом топливной базы.

Суммирование по годам рассмотренного периода количества фактически работавших на строительстве и эксплуатации программы ГЭС и персонала для выполнения альтернативной программы ТЭС с соответствующей топливной базой показывает постоянное превышение численности работающих на строительстве и эксплуатации ТЭС. К концу рассматриваемого периода это превышение составило 240 тыс. чел.

Общие трудозатраты по варианту ГЭС за период 1951—1968 гг. составили порядка 650 млн. чел.-дн., трудозатраты по варианту заменяемых ТЭС за тот же период — около 1300 млн. чел.-дн., т. е. осуществление программы гидроэнергостроительства потребовало трудозатрат в два раза меньше, чем в заменяемом теплоэнергетическом варианте.

Применяемая в настоящее время методика экономических расчетов учитывает трудозатраты в разных вариантах строительства путем начисления заработной платы. Однако проведенные в Гидропроекте экономические исследования [Л. 4] показали, что заработная плата строителей и эксплуатационного персонала, которая входит в стоимость данного объекта, не отражает прибавочный продукт для общества, производимый этими трудящимися. Поэтому при сопоставлении вариантов строительства, характеризующихся разными трудовыми затратами, обычные методы экономического анализа не совсем правильно оценивают действительную разницу в стоимости этих вариантов.

Введение специальных коэффициентов к заработной плате, практически увеличивающих в два раза количественную оценку стоимости живого труда как в период строительства, так и во время эксплуатации, позволяет более правильно характеризовать народнохозяйственную стои-

мость объектов строительства. Вместе с тем этот вопрос требует дальнейших исследований. В частности, определенный интерес представляет изучение влияния роста производительности труда во всем народном хозяйстве на оценку затрат живого труда в вариантах с разной трудоемкостью, учет дефицита трудовых ресурсов в отдельных районах и др.

Весьма сложным и пока еще мало разработанным является вопрос учета районообразующего значения объектов гидроэнергостроительства. Несомненна большая роль ГЭС в создании таких энергокомплексов, как Братский, Красноярский и др., однако практических способов учета этой роли гидростроительства еще нет.

В отдельных проектных проработках районообразующая роль ГЭС сводилась к оценке эффекта от использования ее строительной базы, коммуникаций в районе строительства и т. п. для развития производств в прилегающем районе. В других проектах были сделаны попытки учесть эффект от размещения отдельных производств в районе строительства ГЭС по сравнению с их размещением в другом районе на базе энергии от заменяемой ТЭС. Вместе с тем методические приемы не отражают влияния гидростроительства на вовлечение в народнохозяйственное использование новых природных ресурсов, поэтому методическая разработка вопросов оценки «пионерной» роли ГЭС представляется весьма важной.

Очень крупной методической проблемой в экономическом обосновании эффективности гидростроительства является проблема экономической оценки затопляемых земель при создании водохранилища. Существующая практика определения стоимости затапливаемых земель исходит из обязательной компенсации сельскохозяйственной продукции, получаемой с них, путем улучшения старопахотных или освоения новых земель. Имеются также предложения ввести цену на землю, определяемую 50-кратной, а по некоторым предложениям и 100-кратной стоимостью продукции, получаемой с этих земель.

Следует отметить, что эти предложения и способы оценки стоимости затапливаемых земель не имеют научного обоснования. Вместе с тем при рассмотрении водных ресурсов обычно исходят из необходимости оптимального их использования в народном хозяйстве, а когда рассматриваются земельные ресурсы в зоне затопления водохранилищем, то исходным является представление об однозначности их использования, а именно, для сельскохозяйственного производства. По-видимому, и для земельных ресурсов целесообразно находить их оптимальное использование в народном хозяйстве.

Такая постановка задачи особенно правомерна в условиях дефицита не только земельных ресурсов, но и водных. В последнем случае трудно отдать предпочтение той или иной отрасли: создание водохранилища, с одной стороны, уменьшает земельный фонд за счет затоплений, а с другой — увеличивает водообеспеченность всех отраслей народного хозяйства. Таким образом, задача разработки научно обоснованной методики оценки стоимости затапливаемых водохранилищем земель заслуживает самого серьезного внимания.

Не менее важны, особенно в практическом применении к объектам энергостроительства на территории европейской части СССР, вопросы разработки методики определения экономической эффективности пиковых ГЭС и ГАЭС.

В предыдущей пятилетке Гидропроектом и рядом других организаций (МЭИ, Энергосетьпроект и др.) проведена большая работа по анализу отчетных материалов отдельных энергосистем, отражающих влияние резкопеременного режима работы ТЭС на их экономические показатели, режимов электропотребления, изучению тенденций их развития и разработке методики оценки эффективности пиковых электростанций.

Этими работами по существу была доказана закономерность воз-

никновения «проблемы пиков» и актуальность ее решения уже в настоящее время. В то же время нельзя считать эту проблему в методическом плане полностью решенной. Основными направлениями работ в этой области на предстоящую пятилетку являются:

— продолжение анализа влияния переменного режима ТЭС на их экономические показатели;

— совершенствование методики учета режимных преимуществ ГЭС и ГАЭС по сравнению с ТЭС;

— разработка методики выбора параметров и определения эффективности ГАЭС;

— разработка методических положений оценки эффективности энергокомплексов (совместное строительство на одной площадке ГРЭС или АЭС с ГЭС и ГАЭС).

Экономика гидроузла, его компоновочные и конструктивные решения в большой степени зависят от параметров этого гидроузла, поэтому в истекшей пятилетке ряд институтов Министерства энергетики и электрификации СССР, в том числе и Гидропроект, уделяли большое внимание разработке методов оптимизации параметров ГЭС в сложной энергосистеме.

В Гидропроекте, в частности, была разработана методика определения рабочей мощности и режимов работы ГЭС в крупном энергообъединении с учетом перетоков по внутрисистемным ЛЭП, обеспечивающих максимальное использование мощности электростанций. При заданных режимах электропотребления и закрепленных группах электростанций в каждом энергоузле (существующие, строящиеся и т. п.) варьируется состав возможных к строительству ГРЭС и определяется максимально возможная рабочая мощность проектируемой ГЭС при учете указанных выше ограничений и минимуме дублирующей мощности в энергосистеме в целом. В настоящее время по этой методике составлена программа для БЭСМ-4, которая проходит «испытания» в конкретных проектах и после соответствующих доработок должна полностью вытеснить «покрытие» графиков электрической нагрузки ручным способом.

В последнее время практика проектирования выдвинула новые требования к методике экономического обоснования параметров гидроузлов. Главные из них сводятся к оптимизации параметров гидроузла в условиях комплексного использования стока в полном смысле этого слова. Раньше под этим обычно понималась оптимизация энергетических параметров гидроузла при заданных ограничениях к режиму работы водохранилища, накладываемых неэнергетическими участниками комплекса. Теперь, при наличии дефицита водных ресурсов во многих районах, особенно в европейской части СССР, назрела задача оптимизации параметров всех участников водохозяйственного комплекса — энергетических и неэнергетических.

Характерной чертой большинства научно-исследовательских и методических работ в области экономики энергетики является использование новейших методов математического программирования, которые позволяют учитывать значительно больше информации, чем при ручном счете. В то же время исходная информация остается на уровне «ручного счета». Это снижает эффективность новых методических приемов, поэтому преодоление «голода» от недостатка исходной информации представляется также очень важной задачей.

Помимо количественного увеличения информации следует обратить внимание на повышение ее качества. В значительной мере это относится к нормативной базе. Многие нормативы, используемые в проектной практике, устарели, либо изменились методические подходы их определения. Кроме того, появилась необходимость разработки ряда новых нормативов по газотурбинным, атомным электростанциям и т. п. При

менение научно обоснованных нормативов в практике экономических расчетов, в свою очередь, будет способствовать повышению качества энергоэкономического проектирования.

Перечисленные основные направления развития методики экономического обоснования гидроэнергостроительства безусловно не исчерпывают всех больных мест в экономике гидроэнергетики. Однако решение перечисленных задач, по нашему мнению, даст возможность существенно улучшить качество проектных работ, что необходимо для повышения эффективности общественного производства — главной задачи народного хозяйства на настоящем этапе его развития.

ЛИТЕРАТУРА

1. Основные положения по определению экономической эффективности гидроэнергетических объектов. Гидропроект, М., 1972.

2. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. Госплан СССР. Госстрой СССР, АН СССР, 1969.

3. Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов СССР (под редакцией П. С. Непорожнего), «Энергия», 1970.

4. Методика оценки экономической эффективности капитальных вложений водохозяйственных комплексов. Научный отчет, НИС Гидропроекта, 1971.

УДК 338.45

Кандидат технических наук Б. Л. ЭРЛИХМАН

ОБ ЭКОНОМИЧЕСКИХ СТИМУЛАХ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА ПРИ СОЦИАЛИЗМЕ

Экономика и технический прогресс

Гидроэнергетика принадлежит к числу ключевых отраслей народного хозяйства. Ее развитие явилось одним из важнейших факторов технического прогресса в электроэнергетике, повышения экономического потенциала народного хозяйства страны и, особенно, районов слабо обеспеченных топливом. Вместе с тем на примере этой отрасли можно судить об экономической обусловленности технического прогресса в промышленности вообще.

В самом деле, несомненна адекватность гидроэлектростанций технической базе коммунизма. Концентрация производства электроэнергии при наивысших к. п. д., возобновляемость и регулируемость энергоотдачи при ничтожных затратах труда на эксплуатацию, «вечность» гидросооружений, облагораживание природы и условий жизни населения — все это свидетельствует о техническом совершенстве и прогрессивности рассматриваемой отрасли. Вследствие эффекта дифференциальной ренты и сочетания энергетического и комплексного эффекта водохранилищ гидроэнергетика имеет благоприятные экономические показатели, а хозрасчетная рентабельность ее фондов в два — три раза выше рентабельности теплоэнергетических установок.

И все же, несмотря на высокие технические и экономические характеристики эксплуатации, налицо серьезные трудности экономического обоснования каждого нового объекта гидроэнергостроительства. Они коренятся в большой капиталоемкости, долговременности строительных программ, необходимости соизмерения безусловных современных затрат с относительным будущим эффектом.

Трудности экономического обоснования гидроэнергетика делит со многими другими технически передовыми капиталоемкими отраслями

I подразделения. Строительство воднотранспортных путей и каналов, крупные ирригационные схемы, переход на сверхвысокие параметры пара по блочным ГРЭС, электрификация железных дорог, развитие атомных электростанций на быстрых нейтронах — все эти направления технического прогресса «встают и падают» в зависимости от исходных экономических позиций расчета.

Технический прогресс зависит от исходных экономических принципов расчета не только в перечисленных капиталоемких отраслях. Можно с уверенностью сказать, что техническое лицо любого предприятия, технология производства деталей и машин, оборудования и приборов зависят непосредственно от того, во что мы ценим новую технику. Таким образом, экономика служит ключом к новой технике и ее поступательному развитию и в значительной мере определяет само существо технического прогресса.

Преимущества технического прогресса при социализме

Наши успехи в экономическом развитии во многом зависят от темпов и интенсивности технических сдвигов в производстве. XXIV съезд КПСС поставил задачу органически соединить достижения научно-технической революции с преимуществами социалистической системы хозяйства.

Каковы же эти преимущества, использование которых может ускорить технический прогресс стран социализма по сравнению со странами капитализма? К их числу относятся: плановое хозяйство, устранение паразитирующих классов, поглощавших изрядную толику национального дохода, моральные стимулы трудящихся, работающих на себя, и ряд других.

В аспекте поставленной задачи должен быть освещен и тот могучий катализатор технического прогресса, который является следствием проявления новых экономических закономерностей при социализме.

Известны основополагающие суждения Маркса о различных возможностях развития техники в двух системах. Рассматривая условия применения новой машины, Маркс показал, что «...уменьшение общего количества труда, входящего в товар, казалось бы должно служить существенным признаком повышения производительной силы труда, при любых общественных условиях производства»[1].

Из приведенного в «Капитале» примера применения новой машины при капитализме, где снизилась стоимость товара, но не изменились издержки капитала, следует: «Для общества, производящего при капиталистических условиях, товар не подешевел, новая машина не составляет никакого усовершенствования» [2].

В отличие от капитализма, который ставит известные препоны внедрению новой техники, социализм раздвигает экономическую границу развития технического прогресса. Крылатое выражение Маркса... «в коммунистическом обществе машины имели бы совершенно другой простор, чем в буржуазном обществе» [3] отражает вместе с тем строгую экономическую закономерность.

Ускорение технического прогресса при социализме достижимо на основе познания механизма экономических стимулов новой техники и отказа от слепого следования критериям эффективности, действующим при капитализме. Напомним указание Энгельса: «свобода воли означает не что иное, как способность принимать решения со знанием дела» [4].

---

[1] К. Маркс и Ф. Энгельс, Соч., 2-е изд., т. 25, ч. I, стр. 287.
[2] К. Маркс и Ф. Энгельс, Соч., 2-е изд., т. 25, ч. I, стр. 288.
[3] Там же, т. 23, стр. 404.
[4] Ф. Энгельс, Анти-Дюринг, 1948, стр. 107.

Применяемая методика оценки новой техники

Как же обстоит дело с определением экономического стимула новой техники при социализме? Многочисленные распространенные у нас методики определения экономической эффективности капиталовложений казалось бы должны воплотить специфику социализма. Между тем выбор технических вариантов в них сводится к сопоставлению так называемых приведенных затрат или суммы издержек производства **И** с заданной нормой прибыли на капиталовложения **К**.

Иначе говоря, выбор основан на категории своеобразной цены производства (или, что то же самое, на сопоставлении процента получаемой прибыли на дополнительные вложения с действующим нормативом 12—15%). При этом учитываются также прогрессирующие проценты на капитал за срок строительства и неполного освоения эффекта ($p_н = 8\%$, а по другим предложениям 12—15%).

Указанный норматив эффективности $\varepsilon_н$ близок к средней норме прибыли и в 2—3 раза больше нормы прибыли в отраслях тяжелой промышленности, а норматив разновременности $p_н$ в 1,5—2 раза превышает действующую за рубежом процентную ставку.

Общее выражение рекомендуемых в нашей экономике приведенных затрат $З = и + \varepsilon_н К = \text{мин}$ (1) [1] может быть легко получено преобразованием распространенной на Западе формулы доходов — расходов (Benefit-Cost-Ratio):

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{ц}{и_1 + pК} \cdot \frac{и_2 + pК_2}{ц} = \frac{и_2 + pК_2}{и_1 + pК} \geqslant 1 \text{ или } и + pК = \text{мин}. \qquad (2)$$

при подстановке $p = \varepsilon_н$.

Налицо разрыв между цитированными положениями о различии стимулов новой техники в двух системах и неумолимой тождественностью применяемых схем, приемов, категорий расчета.

Ниже последовательно рассмотрены различные интерпретации этого разрыва в нашей экономической литературе.

Формальна ли аналогия оценки новой техники в двух системах?

Высказывается точка зрения, что поскольку категории капиталовложений, издержек, нормативов эффективности и разновременности имеют у нас другой смысл, то вполне допустимо сходное «внешнее» выражение формул расчета.

Легко убедиться, что подобное объяснение также носит «формальный» характер. Несомненно, что цены товаров по-разному отклоняются от стоимости в двух системах. Но коль скоро при социализме используются товарно-денежные отношения и имеет место распределение накопляемой части прибавочного продукта на основные и оборотные фонды, то по каким бы ценам ни подсчитывались затраты на **предыдущих** стадиях воспроизводства одинаковая методика сравнения единовременных и ежегодных затрат на **итоговой** стадии сопоставления вариантов приводит к идентичным результатам.

Речь идет здесь, естественно, не о **сущности** производственных отношений, а о **группировке** категорий затрат труда (овеществленного и живого) и **соизмерении** одинаково учитываемых в расширенном воспроизводстве фондов. Сметные затраты и капиталовложения, учитываемые в капиталистических предприятиях, различаются, конечно, и в том отношении, что у нас в смете приняты лишь плановые накопления, тогда как на Западе включена цена производства сооружений с учетом прибыли и проценты за срок строительства. Категория себестоимости включает

---

[1] С учетом фактора времени $\overline{З} = \overline{и} + \varepsilon_н \overline{К}$, где затраты умножены на коэффициент $(1 + p_н)^t$, а t — срок разновременности.

отчисления по соцстраху и имеет ряд отличий от так называемых «производственных» издержек на Западе. И тем не менее, при подстановке одинаковых значений **К** и **и**, результаты экономического расчета одинаково зависят от применяемых нормативов эффективности.

В таблице приведен пример сравнения двух технических вариантов.

Таблица

Варианты	К	и	Формула (1), $\varepsilon_н = 0{,}12$, $P_н = 0{,}08$			Формула (2), ц = 20, р = 0,05	
			и+0,12К ($t = 0$)	срок строительства, t лет	$и + 0{,}12К \times (1 + 0{,}08)^t$	$R = \frac{ц}{и + pК(1 + 0{,}05)^t}$ при $t = 0$	при $t > 0$
I	150	4	22	4	28,5	1,74	1,52
II	50	12	18	3	19,6	1,38	1,34

Из примера видно, что при $t = 0$ и $\varepsilon_н = 0{,}12$ переход к капиталоемкому варианту I не оправдывается. В условиях капитализма, если ц=20 (т. е. $p_н = 0{,}16$), переход к I варианту все еще экономичен. При учете срока строительства выводы те же. Вариант I по нашей методике невыгоден, а у капиталистов он вполне приемлем (дает 5% на капитал за срок строительства и далее по 9% прибыли в год).

Итак, та же методика — те же результаты. А при повышенных значениях $\varepsilon_н$ и $p_н$, действующих в отличие от буржуазных формул латентно (изнутри) расчета — новая техника, выгодная для них, становится невыгодной у нас.

Различны ли критерии эффективности в двух системах?

Рассмотрим теперь позицию некоторых наших экономистов. Мы имеем в виду, естественно, не признание или непризнание решающих преимуществ социализма, определяющих ускорение темпов развития экономики. В этом отношении среди советских экономистов нет расхождения во взглядах.

Речь идет лишь о признании или отрицании **специфической** закономерности (связи, условия), лежащей в основе выбора вариантов новой техники и определяющей пропорции распределения живого и овеществленного труда и темпы технического прогресса.

Как указывал В. И. Ленин, закономерности при социализме проявляются сознательно. От познания новых экономических закономерностей технического прогресса зависит и их опосредствование в нормах и технической политике, либо гораздо менее эффективное проявление этих закономерностей вопреки осознанной технической политике.

После этих предварительных замечаний обратимся к высказываниям ряда советских экономистов по указанному вопросу.

Рассматривая проблему эффективности капиталовложений при социализме, И. С. Малышев отмечал, что «такой проблемы как самостоятельной просто не существует»[1]. Близкую точку зрения занимает и польский экономист Б. Минц: «Вместо того, чтобы сопоставлять c с $v+m$ (при переходе к новой технике Б. Э.) сопоставляют c с v. Впоследствии Маркс и Энгельс полагали, что при коммунистическом обще-

[1] И. С. Малышев, Общественный учет труда и цена при социализме, Соцэкгиз, М., 1960, стр. 301.

стве граница применения машин будет более широкой, чем при капитализме» [1].

О понимании сущности критерия расчетов и его применении при капитализме и социализме дают представление следующие выдержки:

«Единый нормативный коэффициент эффективности должен определяться отношением суммарной величины прибавочного продукта к сумме основных и оборотных фондов общества. В политической экономии эта величина, как известно, называется средней нормой прибыли» и далее: «С точки зрения экономических расчетов границы применения машин при социализме и капитализме покрываются» [2].

В другой работе мы читаем: ...«уровень нормальной эффективности в социалистическом обществе должен быть много выше, чем норма прибыли в капиталистическом обществе с той же степенью экономического развития» и далее: «Нормальная эффективность в СССР должна была бы в несколько раз превосходить значение нормы прибыли в капиталистических странах и в дореволюционной России» [3].

Следуя цитированным авторам, мы признали бы, что никакого разрыва между теорией и практическими рекомендациями нет по той причине, что не существует теории специфического механизма экономического стимулирования новой техники при социализме. Тем самым не только обесценивается смысл приведенных выдержек из «Капитала», но на социализм переносится критерий эффективности той **первоначальной** стадии промышленного капитализма, когда органический состав и доля основного капитала были низкими, фонды обращались быстро, имел место свободный межотраслевой перелив капитала, т. е. существовала питательная среда для средней и максимальной нормы прибыли.

Между тем произведения Маркса и Ленина содержат анализ дальнейшего развития капитализма, сопровождавшегося замедлением оборота фондов, ростом $\frac{c}{v}$, т. е. периода, когда средняя норма прибыли стала «все более расплывающимся миражем» (Маркс), когда появились монополии.

«Очень крупные предприятия с чрезвычайно высокой долей постоянного капитала, как железные дороги, приносят не среднюю норму прибыли, а только часть ее, процент» [4]. Величина ссудного процента на капитал снизилась в США за столетие почти в 4 раза [5]. Сенат США установил для комплексного гидростроительства норму процента в 3,25%. Все это резко отличается от нормативов эффективности, заимствованных из середины прошлого века.

Схематизация в трактовке проблемы

Наибольшее признание среди советских экономистов получила та точка зрения, что социализм представляет более значительные экономические стимулы для развития новой техники.

«Использование достижений науки и техники в интересах всего общества раздвигает экономическую границу применения машин до учета экономии всего общественного труда, тогда как экономическая целе-

---

[1] Изобранные сочинения польских экономистов, Варшава, 1964, стр. 260.

[2] Л. А. Вааг и В. С. Захаров. Методы экономической оценки в энергетике, Госэнергонздат, М.-Л., 1962. См. также журнал «Вопросы экономики», 1960, № 1.

[3] В. Богачев и Л. В. Канторович, Цена времени, «Коммунист», 1969, № 10. См. также Л. В. Канторович, Экономический расчет наилучшего использования ресурсов. АН СССР, 1959.

[4] К. Маркс и Ф. Энгельс, Соч., 2-е изд., т. 25, ч. 1, стр. 288.

[5] Политэкономия, Учебник, 3-е изд., АН СССР, Институт экономики, 1958, М., стр. 159.

сообразность применения машин при капитализме определяется экономией лишь оплачиваемого труда и снижением издержек капитала»[1]. К сожалению, в литературе эти теоретические положения не раскрыты либо изложены неточно.

Но что такое «экономия всего общественного труда»? В марксистском понимании — это снижение стоимости. Эта формулировка перекликается со следующей распространенной у нас до 60-х годов формулировкой экономической эффективности технических вариантов.

«Наиболее правильное представление об экономической эффективности различных вариантов могут дать затраты общественного труда на производство данного вида продукции, т. е. стоимость. Однако в практике планово-статистической работы стоимость продукции в настоящее время еще не исчисляется»[2].

Аналогична формулировка и первой редакции Типовой методики определения экономической эффективности капитальных вложений и новой техники в народном хозяйстве СССР (АН СССР, 1960 г.). «Точное определение экономического эффекта возможно только на основании исчисления стоимости». И далее, указывая, что «такое исчисление еще не ведется», авторы предлагают использовать цены и себестоимость.

В курсе политической экономии (1958 г.) даны следующие две формулировки экономической эффективности новой техники: «Капиталисты применяют новые машины лишь тогда, когда это приводит к увеличению прибавочной стоимости»[3], «...граница применения машин для капиталиста... более узка (чем при социализме, Б. Э.). Она определяется разностью между ценой машины и заработной платой вытесняемых ею рабочих в течение срока действия машины»[4].

Первая формулировка не согласуется с известным высказыванием Маркса: «ни один капиталист не применит нового метода производства добровольно как бы он ни был производителен и как бы он ни повышал норму прибавочной стоимости, если только он уменьшает норму прибыли»[5].

Условие применения машин, вытекающее из второй приведенной нами формулировки, таково:

$$\Delta К < \Delta v t_{сл} \qquad \text{или} \qquad \frac{\Delta К}{t_{сл}} = \Delta и_{ам} < \Delta v.$$

Мы привели разъяснение проблемы в курсах политэкономии. В том же роде составлены примечания редакции к последнему изданию «Капитала». Эта трактовка основана на неточном пересказе указанного примера применения новой машины капиталистом[6].

Пример Маркса относится к простому товарному хозяйству и начальному периоду промышленного капитализма и исходит из **отсутствия** основного капитала. Тогда $\Delta К = \Delta и + \Delta и_{ам}$. При постоянных издержках на материалы мы и придем к написанному условию.

Маркс специально оговорил, что он в данном примере абстрагировался от **приложенного**, но не **потребленного** капитала (т. е. $К - \frac{К}{t_{сл}}$) и принял неизменными издержки на материалы. Что он хорошо сознавал связь экономических стимулов с **полной** затратой основных и обо-

---

[1] М. Волков, «Правда» 23/X 1971 г.

[2] Экономика социалистической промышленности. Учебник, 3-е изд. (под ред. Л. И. Итина), Госполитиздат, 1963.

[3] Политическая экономия, Учебник, 3-е изд., АН СССР, Институт экономики, 1958, стр. 83.

[4] Там же, стр. 100.

[5] К. Маркс и Ф. Энгельс, Соч., 2-е изд., т. 25, ч. 1, стр. 290.

[6] Там же, стр. 288.

ротных фондов можно иллюстрировать, например, следующей выдержкой из «Теории прибавочной стоимости»:

«В качестве нормы прибыли прибавочная стоимость исчисляется не только на ту часть капитала, которая действительно увеличивается и создает прибавочную стоимость, т. е. на затраченную на заработную плату часть капитала, но также и на стоимость сырья и машин, стоимость которых вновь появляется в продукте, и, кроме того, на стоимость всего машинного оборудования, не только той части его, которая действительно входит в процесс образования стоимости и износ которой подлежит поэтому возмещению, но и той части, которая входит только в процесс труда»[1].

Комментаторы упустили это из виду, сводя возможность применения новой техники при капитализме к превышению экономией зарплаты годового износа техники.

Далее наши авторы легко перешли к условию применения новой техники при социализме, где учитываются не только затраты оплаченного труда v, но и неоплаченного m

$$\Delta K \leqslant \Delta (v + m).$$

Так как последствия внедрения новой техники выражаются также в изменении количества продукции, затрат основных и оборотных фондов, расхода и стоимости сырья и материалов, а определение величины m считается в нашей литературе уделом лишь общественного производства в целом, но не отдельного предприятия[2], то, в попытках выбраться из сложности проблемы, наши экономисты просто декларируют преимущество социалистического стимула новой техники. На практике принимаются приведенные затраты, где учтены основные и оборотные фонды, но ... нет преимущества социализма в оценке **затрат живого труда и в критериях эффективности.**

Мы намеренно подчеркиваем оба фактора, так как в литературе по политэкономии и экономике промышленности различие экономических стимулов фактически сведено в той или иной мере лишь к противопоставлению **стоимости** и **себестоимости.** Противопоставление стоимости цене производства (приведенным затратам) и смешение индивидуальной стоимости со средней и привели в конце концов к отказу от признания специфического стимула новой техники при социализме.

В действительности для сравнения вариантов существенна **индивидуальная стоимость** продукции, которая вовсе не является «вещью в себе» и может быть подсчитана количественно при близкой во всех отраслях производства норме стоимости прибавочного продукта $\frac{m}{v}$. Но сопоставление вариантов по индивидуальной стоимости отнюдь не достаточно для оценки эффективности в условиях различных капиталовложений ($K_{осн} \neq 0$).

Следовательно, механизм экономической оценки новой техники при социализме отличается не только различием учитываемых затрат, но и различным **критерием эффективности.**

Заключительные замечания

Выше мы иллюстрировали прямую связь применения того или иного технического решения (варианта) с методикой экономического расчета. Но может быть экономические преимущества темпов технического прогресса при социализме применяются спонтанно и прокладывают себе дорогу в жизни, не нуждаясь в теоретическом освещении?

---

[1] К. Маркс и Ф. Энгельс, Соч., 2-е изд., т. 26, ч. III, стр. 216.

[2] Поскольку производство прибавочного продукта, как правило, подменяется его распределением.

Это было бы так, если бы решения о внедрении новой техники принимались **независимо** от результатов экономического расчета. Конечно, выбор нового объекта строительства крупного металлургического комбината, ГЭС или водного пути, сопряженный с вложениями сотен миллионов рублей, производится с учетом не только стоимостных факторов.

Преимущественный объем нового строительства приходится, однако, на средние и малые объекты, в отношении которых методические нормы не подлежат пересмотру. Кроме того, остается огромная область выбора параметров (размеров, характеристик) для всего осуществляемого капитального строительства, реконструкции и модернизации (мощности предуприятий, размеров трубопроводов, линий передач, типа и конструкций машин и сооружений, стандартов на материалы и оборудование и т. д.). Та или иная техническая политика в отношении бесконечного перечня выбираемых решений приводит здесь **автоматически** к различному распределению живого и овеществленного труда в народном хозяйстве и почти не подвергается какому-либо систематическому контролю и экспертизе.

Допустим, что в результате принятых методических позиций и критериев расчета параметры и технические решения выбираются всюду с различными запасами или ориентируются на недостаточно обоснованный экономически «забежавший вперед» уровень техники. Или, напротив, ориентация на варианты с малыми приращениями капиталовложений приводит нас постоянно к техническому ретроградству. При масштабах капитальных вложений порядка 100 млрд. руб. в год предположение о перекосе затрат всего в 10% означало бы, что около 10 млрд. руб. затрачиваются в обоих случаях нерационально, замедляют построение материально-технической базы коммунизма.

Размеры статьи не позволяют остановиться на конструктивных предложениях по затронутым вопросам. В определенной мере эти положения развиты в наших опубликованных работах[1]. Там показано, что при социализме преображается самое существо экономических сопоставлений. Влияние различных методических рекомендаций на сферу возможного использования потенциала гидроресурсов, и, следовательно, различные возможности новой техники в электроэнергетике иллюстрированы и в статье, помещенной в настоящем сборнике.

В заключение уместно напомнить ленинский тезис: «Пока мы не знаем закона природы, он, существуя и действуя помимо, вне нашего спознания, делает нас рабами «слепой необходимости». Раз мы узнали этот закон, действующий... **независимо** от нашей воли и от нашего сознания,— мы господа природы»[2].

---

[1] Б. Л. Эрлихман. Критерий расчетов экономической эффективности, Сб. «Труды Гидропроекта», № 6, 1961.

[2] Энергетические расчеты гидроэлектростанций, изд-во «Энергия», 1969.

[2] В. И. Ленин. Материализм и эмпириокритицизм, Госполитиздат, 1950, стр. 173.

УДК 336.5

Инженеры М. Н. МАРМЕР и Н. М. ЧЕРНЫЙ

К МЕТОДИКЕ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

Абсолютная эффективность капиталовложений в отдельно взятое производство или отрасль, т. е. сопоставление капитальных затрат с их отдачей в форме продукции или прибыли, не может служить ориентиром при проектировании и планировании капитальных затрат, так как масштабы развития отдельных производств и отраслей в социалистическом хозяйстве диктуются требованиями роста потребностей и пропорционального развития всех отраслей народного хозяйства, а не прибылями или отдачей капиталовложений.

Зависимость между капиталовложениями и их отдачей приобретает действенное значение только при сравнении двух или нескольких вариантов решения данной хозяйственной задачи, отличающихся друг от друга капиталовложениями и издержками эксплуатации. Лучшие по своему техническому уровню варианты требуют обычно больше капиталовложений, но меньше издержек эксплуатации, т. е. обеспечивают определенный рост производительности общественного труда.

Сопоставление разницы в капиталовложениях с разницей в издержках и дает достаточно полное представление об относительной эффективности **дополнительных** капиталовложений, требуемых одним вариантом в сравнении с другим. Только к ним, **дополнительным** капиталовложениям, могут быть предъявлены требования обеспечить определенные показатели эффективности в форме $\varepsilon = \frac{\Delta И}{\Delta К}$ или сроков окупаемости $\tau = \frac{\Delta К}{\Delta И}$.

Естественно, что показатели эффективности дополнительных капиталовложений в каждом отдельном случае могут быть разными и возникает вопрос о предельно допустимых показателях, иначе говоря, о нормативной эффективности капиталовложений.

Эти нормативы, по нашему мнению, не должны зависеть ни от соотношений между чистым продуктом (национальным доходом) и производственными фондами, ни от соотношений между прибылью и капиталовложениями.

Определенная зависимость между этими категориями, конечно, существует, но придать ей числовое выражение не представляется возможным, так как статистические данные о динамике национального дохода и прибылей отражают влияние ряда факторов и показателей помимо капиталовложений. К тому же, эти данные отражают зависимости, имевшие место в прошлые периоды, а нормативы предназначены для будущего.

В действительности нормативы эффективности капитальных вложений зависят от реальных ресурсов, которыми располагает народное хозяйство для решения задач расширенного воспроизводства в условиях ограниченности дальнейшего роста трудовых ресурсов. Именно поэтому в годы девятой пятилетки 87% прироста промышленной продукции должно быть достигнуто за счет роста производительности труда. Следовательно, широким фронтом будет идти поиск наиболее совершенных технических решений и в каждом конкретном случае при выборе оптимального варианта необходимо будет соизмерять дополнительные капиталовложения с дополнительным эффектом.

Таким образом, нормативы эффективности дополнительных капиталовложений могут быть установлены только Госпланом СССР и так

как ресурсы капиталовложений не постоянны, то нормативы должны подвергаться пересмотру, скажем, каждые 5 лет. Установленный Госпланом СССР минимально допустимый норматив эффективности капиталовложений должен быть, как правило, единым для всех отраслей, так как для народного хозяйства в целом безразлично, где будет достигнут искомый экономический эффект от дополнительных затрат во имя более совершенной техники. Вопросы преимущественного, более быстрого развития одних отраслей в сравнении с другими являются вопросами народнохозяйственных пропорций и не могут быть разрешаемы дифференцированными нормативами эффективности, которые сами по себе никаких преимуществ для решающих отраслей производства не создают, так как служат только инструментом для нахождения более экономичных решений внутри данной отрасли. Отступления от этого требования допустимы только в особых, специфических случаях.

Переходя к вопросу об учете замораживания средств в капитальном строительстве, так называемого фактора времени, следует иметь в виду, что в нашем хозяйстве (в отличие от капиталистического) это понятие также имеет не абсолютный, а относительный характер, а именно: из всех возможных вариантов капиталовложений в заданный объект вызывают замораживание средств те из них, которые требуют для своего осуществления бóльших сроков строительства. Тот же вариант, у которого срок строительства минимальный, в действительности никакого замораживания средств не вызывает, так как этот срок является условием, без которого решение поставленной задачи невозможно.

В таких случаях для учета «замораживания» следует пользоваться п. 26 Типовой методики [1], согласно которому «при сравнении вариантов, различающихся продолжительностью строительства, определяется единовременный реальный эффект, получаемый за период досрочного ввода объектов» по одному из сравниваемых вариантов. Таким же образом должен быть учитываем и эффект от частичной эксплуатации отдельных сооружений до пуска всего строящегося объекта, если он имеет место по одному из рассматриваемых вариантов. Подобного рода эффект, как не повторяющийся, по своему характеру однороден с капитальными затратами, но с обратным знаком, т. е. он удешевляет конечную стоимость сооружаемого объекта.

Имеющиеся инструктивные указания по так называемому «приведению разновременных затрат», по нашему мнению, не применимы в условиях социалистического хозяйства при сравнении вариантов капитальных вложений. Разное распределение капитальных вложений по годам строительства по сравниваемым вариантам в соответствии с установленной для каждого из них технологией строительства не вызывает необходимости «приведения».

Различия же в самих величинах капиталовложений находят свою достаточную экономическую оценку в сроках окупаемости и не нуждаются в повторном (двойном) счете через учет фактора времени.

Отсюда следует, что сумма капиталовложений, участвующая в формуле срока окупаемости, должна иметь вид $К - ΔИ$, где под $ΔИ$ подразумевается экономия издержек производства в сравнении с заменяемым вариантом, реализуемая в результате досрочного пуска сооружаемого объекта или частичной его эксплуатации до пуска на полную мощность в проектных условиях.

В связи с этим следует особо остановиться на предложенной проф. Д. С. Щавелевым [2] и нашедшей применение в методологических рекомендациях схеме «приведения» ежегодных издержек по их разностям

---

[1] Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений, АН СССР, изд-во «Экономика», 1969.

[2] Технико-экономические вопросы проектирования энергосистем, изд-во «Энергия», 1964.

по годам $\Delta И = Иt_2 - Иt_1$, т. е. по их приращениям от года к году. Даже если вопреки экономическим основам социалистического хозяйства производить «приведение» разновременных капитальных затрат, то такое же «приведение» ежегодных издержек ничем не может быть оправдано.

Экономический смысл формул эффективности дополнительных капиталовложений $\varepsilon = \frac{И_2 - И_1}{К_1 - К_2}$ и срока их окупаемости $\tau = \frac{К_1 - К_2}{И_2 - И_1}$ заключается в том, что издержки эксплуатации в них относятся только к периоду нормальной эксплуатации в проектных условиях и потому принимаются неизмененными. Следовательно, они не совпадают во времени с производством капитальных затрат и к ним вообще не применимо понятие разновременности затрат, а значит и учет фактора времени.

Что же касается переменных издержек, связанных с частичной эксплуатацией сооружений в период строительства и освоения данного объекта, то (как это было показано выше) они могут вызвать дополнительную, внерасчетную экономию средств в одном варианте в сравнении с другим и в качестве единовременной (неповторяющейся) экономии она должна быть отнесена на удешевление конечной капитальной стоимости объекта по данному варианту.

Рентабельность производства, т. е. соотношение между прибылью и себестоимостью в общей стоимости реализованной продукции, может являться наиболее полным критерием экономичности производства. Значение показателей рентабельности в особенности возрастает в условиях экономической реформы. Рентабельность производства при прочих равных условиях (отпускные цены, качество продукции, ассортимент) характеризует рациональную организацию производственного процесса, экономию труда и материалов, а следовательно, производительность общественного труда в данном производстве, соответствие продукции требованиям потребителей и т. п.

Иное дело, получившее в последнее время широкое распространение, понятие рентабельности капиталовложений как отношение прибыли к капитальным затратам или производственным фондам. Ведь в нашем хозяйстве такой измеритель не может служить показателем целесообразности капитальных затрат в той или иной отрасли производства, развитие которой диктуется вовсе не показателями рентабельности. Если же иметь в виду сравнительную рентабельность, то мы возвращаемся к понятию сравнительной или относительной эффективности дополнительных капиталовложений в сравниваемых вариантах, о котором речь была выше. В самом деле, при выборе оптимального варианта решения поставленной хозяйственной задачи, разница в массе прибыли (при прочих равных условиях) сведется к разнице в издержках производства, т. е. к обычной формуле эффективности дополнительных капиталовложений или срока их окупаемости.

Возникает вопрос, а не могут ли показатели рентабельности капиталовложений служить той же цели — экономической оценке сравниваемых вариантов? Нет, не могут, потому что между прибылью и капиталовложениями не существует прямой зависимости. Более того, технически более совершенный вариант обычно более капиталоемкий и его удельные показатели на единицу продукции, а значит и показатели рентабельности могут оказаться не в пользу оптимального варианта с точки зрения конечных целей — плановых и экономических.

При сравнении вариантов по их рентабельности преимущественным может оказаться вариант не с достаточной эффективностью дополнительных капиталовложений, а тот, в котором рентабельность всех капиталовложений по сложившимся условиям ценообразования выше установленного норматива эффективности капиталовложений. Это

можно иллюстрировать следующим числовым примером:
$\varepsilon = \frac{И_2 - И_1}{К_1 - К_2} = \frac{200 - 100}{2000 - 1250} = 0{,}133$ (т. е. выше норматива и, следовательно, первый вариант эффективней).

Сумма реализации — 400; рентабельность: первого варианта $\frac{400 - 100}{2000} = 0{,}15$; второго — $\frac{400 - 200}{1250} = 0{,}16$ (здесь рентабельность второго варианта выше).

Таким образом, приходим к выводу, что показатели рентабельности капиталовложений в наших условиях не пригодны в качестве измерителей ни абсолютной, ни относительной эффективности капиталовложений.

Прим. ред. Помещая статью в порядке обсуждения, следует отметить, что некоторые рекомендации авторов (о едином нормативе эффективности, учете фактора времени и др.) носят общий характер.

УДК 658.152

Кандидат технических наук И. И. ФАЙН

ОЦЕНКА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Целесообразность сооружения гидроэнергетических объектов и выбор их параметров решаются на основе метода относительной эффективности, т. е. сопоставления затрат по сравниваемым вариантам технических решений. Это позволяет найти решение, при котором необходимая продукция получается при наименьших затратах по народному хозяйству. Применявшиеся ранее в энергетике и гидроэнергетике методики [1] исходили, как правило, из расчетов по этому методу.

Утвержденная в 1969 г. Типовая методика [2] исходит из необходимости определения как общей (абсолютной), так и сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Абсолютную эффективность (рентабельность) рекомендуется определять как отношение прибыли к капитальным вложениям.

Осуществленное гидроэнергостроительство характеризуется высокой прибыльностью и рентабельностью. Так, за 15 лет (1956—1970 гг.) прибыль (без учета налога с оборота) от реализации электрической энергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями, составила 9,4 млрд. руб. (порядка 50% всей прибыли от реализации электрической и тепловой энергии, вырабатываемой районными электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР). В то же время товарная продукция гидроэлектростанций составила менее 20%, а районных тепловых электростанций — более 80%.

Реализованные капитальные затраты принесли также значительную прибыль для ряда других участников водохозяйственного комплек-

---

[1] Методика определения экономической эффективности гидроэлектростанций, Госэнергоиздат, 1961. Методика технико-экономических расчетов в энергетике. Государственный комитет Совета Министров СССР по науке и технике, 1966.

[2] Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений, АН СССР, изд-во «Экономика», 1969.

са: сельского хозяйства, речного транспорта, водоснабжения и т. д. Прибыль, получаемая от гидроэнергостроительства, непрерывно возрастает. Если за пятилетие 1956—1966 гг., она составила 87% от осуществленных в этот период капиталовложений в энергетику, то в последующие пятилетия прибыль резко возросла и составила 187 и 237% к объему производственных капиталовложений.

Представляет интерес ориентировочная оценка общей эффективности действующих гидроэнергетических фондов ($Э_{рф}$).

Эту оценку Типовая методика предлагает производить по формуле

$$Э_{рф} = \frac{П}{Ф}, \qquad (1)$$

где П — годовой объем прибыли;

Ф — среднегодовая стоимость производственных основных фондов и нормируемых оборотных средств.

Фонды электроэнергетики в 1970 г. составили 31,8 млрд. руб. и распределялись следующим образом [1]:

на ГЭС — 20,1%, на ТЭС — 43,4%, прочие — 36,5%.

При определении общей эффективности к основным фондам и оборотным средствам ГЭС следует добавить 20% от «прочих» фондов и оборотных средств, которые включают ЛЭП, подстанции и другие элементы сооружений, участвующие в доведении электроэнергии ГЭС до потребителей.

Подсчитанная таким образом общая эффективность гидроэнергетики в 1970 г. как отношение прибыли в размере 1,07 млрд. руб. к основным фондам и оборотным средствам (8,7 млрд. руб.) равна 12,3%. Это существенно выше средней рентабельности отрасли электроэнергетики, подсчитанной в упомянутом статистическом ежегоднике в размере 10,9%. Приведенные материалы свидетельствуют о высокой общей эффективности осуществленного гидроэнергостроительства.

Более сложным в практическом и в методическом отношении является подсчет общей (абсолютной) эффективности для проектируемых объектов водохозяйственного строительства.

Типовая методика рекомендует определять общую эффективность объектов ($Э_{кп}$) по формуле

$$Э_{кп} = \frac{ц - с}{К}, \qquad (2)$$

где К — сметная стоимость строительства гидроузла и сопутствующих мероприятий;

ц — стоимость годового выпуска продукции (по проекту) в оптовых ценах предприятия;

с — себестоимость годового выпуска продукции гидроузла (ежегодные издержки).

Типовая методика оставила открытым вопрос о том, нужно ли учитывать фактор времени при расчетах абсолютной эффективности капиталовложений. По нашему мнению, такой учет требуется [2].

Объясняется это следующим. Гидроэнергетические объекты строятся сравнительно длительный период времени, значительным является и срок освоения их проектных параметров.

Если фактор времени в расчетах абсолютной эффективности не учитывать, то изменения срока строительства и темпов освоения проектных

---

[1] Народное хозяйство СССР в 1970 г. Статистический ежегодник, изд-во «Статистика», 1971.

[2] Спорным является вопрос о способах учета фактора времени (прим. ред.).

параметров гидроэнергетических объектов практически никак не отразятся на проектной величине его абсолютной эффективности. По нашему мнению, это вряд ли является оправданным.

С учетом фактора времени формула (2) по определению абсолютной эффективности капиталовложений в общем случае, когда капиталовложения и прибыль меняются по годам расчетного периода T, за пределами которого, т. е. начиная с года $(T+1)$, рассматриваемые объекты не требуют капиталовложений, а прибыль остается постоянной, приобретает следующий вид:

$$\overline{Э}_{кп} = \frac{\sum\limits_{t=t_э}^{t=T} [\Delta ц_t (1+\varepsilon'_{нп})^{t_б - t}] - [\Delta c_t (1+\varepsilon'_{нп})^{t_б - t}]}{\sum\limits_{t=t_c}^{t=T} K_t (1+\varepsilon'_{нп})}, \qquad (3)$$

где $\overline{Э}_{кп}$ — абсолютная эффективность объекта с учетом фактора времени;

$\Delta ц_t$ — изменение стоимости годового выпуска продукции в год по сравнению с годом — 1;

K_t — капиталовложения в год;

Δc_t — изменение годовых издержек производства в год по сравнению с годом — 1;

t — текущий год;

$t_б$ — базисный год;

$t_э$ — год выхода объекта на нормальную эксплуатацию;

t_c — год завершения строительства объекта;

$\varepsilon'_{нп}$ — норма учета фактора времени.

Вопрос о численной величине нормы учета фактора времени в расчетах общей эффективности является недостаточно разработанным. По нашему мнению, имеются веские основания принятия этой величины более низкой, чем норматива приведения разновременных затрат в расчетах сравнительной эффективности. В расчетах общей эффективности величина нормы учета фактора времени экономически корреспондирует максимальному банковскому проценту, т. е. может приниматься в размере, не превышающем 0,03.

Проектируемый гидроэнергетический объект следует признать рентабельным в эксплуатации, если коэффициент его абсолютной эффективности, подсчитанный по формуле (3), выше, чем средневзвешенная фактическая рентабельность отраслей водного хозяйства, которые участвуют в рассматриваемом комплексе. Величина фактической рентабельности водного хозяйства, как правило, находится на уровне, не превышающем 0,08—0,10.

Методически наиболее сложным является вопрос оценки стоимости годового выпуска продукции. С одной стороны, это протекает из-за многоцелевого назначения комплексных гидроузлов, с другой — из-за того, что выход этих объектов на нормальную эксплуатацию, учитывая сроки проектирования, строительства и временной эксплуатации, отделен от момента проведения проектных расчетов на 10—20 лет.

Последнее обстоятельство делает расчет общей эффективности гидроэнергетических объектов по действующим ценам и тарифам весьма условным. По нашему мнению, действующие тарифы на электроэнергию при определении стоимости годового выпуска продукции могут быть использованы лишь для объектов, вводимых в эксплуатацию в ближайшей перспективе, да и то в крупных энергосистемах, где не предвидится рез-

ких изменений тарифов на электроэнергию. При этом целесообразно использование двухставочного тарифа на электроэнергию

$$ц_э = \alpha_{сет}(T_N N_{гэс} + T_э Э_{гэс}), \quad (4)$$

где $ц_э$ — стоимость годового выпуска электроэнергии;

$\alpha_{сет}$ — коэффициент, учитывающий сетевые расходы, потери в сетях и расход электроэнергии на собственные нужды (для предварительных стадий проектирования может быть принят в размере 0,85);

$N_{гэс}$ и $Э_{гэс}$ — соответственно используемая мощность и среднемноголетняя выработка энергии на ГЭС;

T_N и $T_э$ — соответственно тарифные ставки за 1 *квт* и за 1 *квтч*.

Применение двухставочного тарифа вызывается тем, что при этом, хотя и сугубо ориентировочно, учитывается зона использования энергии ГЭС (пиковая, полупиковая и т. д.).

Для гидроэлектростанций, проектируемых для работы в объединенных энергосистемах с вводом в отдаленной перспективе (за 1985 г.), а также для ГЭС более раннего ввода в небольших изолированно работающих энергоузлах целесообразно для определения стоимости годовой продукции учитывать условный тариф ($T_{усл}$) на электроэнергию на шинах ГЭС к расчетному уровню по формуле

$$T_{усл} = \frac{З_{зам}}{Э_{гэс}}, \quad (5)$$

где $З_{зам}$ — приведенные расчетные затраты по заменяемому варианту энергоснабжения.

Методика расчета по другим компонентам водохозяйственных объектов должна быть аналогичной энергетике. Стоимость годовой продукции комплексных гидроузлов должна подсчитываться как сумма отдельных компонентов.

Повышение внимания к расчетам общей (абсолютной) эффективности капитальных вложений в строительство гидроэнергетических объектов необходимо для их надлежащего экономического обоснования.

УДК 338.45

Инженер А. А. МАКЕЕВ

ВОПРОСЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА[1]

При экономическом обосновании водохозяйственного комплекса, состоящего из ряда объектов, требуется решить широкий круг экономических задач, к числу которых относятся: выбор параметров ВХК и отдельных его элементов, определение экономической эффективности водохозяйственного комплекса, распределение затрат и др.

Расчет относительной эффективности не может решить весь круг этих задач, в результате чего неизбежны внеэкономические решения. Сфера применения этого расчета согласно «Типовой методике» должна быть ограничена вариантными сравнениями одной и той же народнохозяйственной задачи. Она отвечает только на один вопрос: каким способом выгоднее получить одну и ту же продукцию в одни и те же сроки, одного и того же качества?

Расчет абсолютной эффективности позволяет ответить на более широкий круг вопросов: нужно ли вообще производить эту продукцию? Что и в каких пропорциях, и в какой очередности следует производить? В том числе и на вопрос: нет ли другого более выгодного варианта? на который, как представлялось до утверждения Типовой методики, она не может ответить [Л. 1].

Мотивом отказа от применения метода абсолютной эффективности служила ссылка на несовершенство ценообразования, искажающее результат экономической оценки. Между тем этот же недостаток свойственен и относительной эффективности, так как она имеет дело с вариантами, отличающимися по характеру и структуре капиталовложений.

Надежность расчета относительной эффективности [Л. 2] связана с условиями, выполнение которых при обосновании водохозяйственных комплексов часто практически невозможно:

а) заменяемые варианты должны быть оптимальными и в равной мере обоснованными;

б) все участники комплексов должны входить в соответствующие системы, сфера влияния которых может выходить за рамки отдельного района;

в) должны учитываться изменения затрат по соответствующим системам в целом, а не только по проектируемым и альтернативным вариантам;

г) плановые задания на продукцию должны быть оптимальными, что далеко еще не достигнуто;

д) в отдельных случаях вообще может не оказаться заменяемых вариантов или они могут оказаться явно нецелесообразными, в результате чего приходится прибегать к заменяемой продукции, т. е. смешивать элементы относительной и абсолютной эффективности.

Применение относительной эффективности не решает задачи обоснованного распределения затрат, не всегда гарантирует включение в состав комплекса достаточно эффективных компонентов и исключения неэффективных, не позволяет устанавливать наивыгоднейшие соотношения между водопотребителями. Расчеты при этом связаны с практикой недостаточной оценки ущербов, причиняемой строительством гидроузлов другим отраслям народного хозяйства и заниженной их компенсацией.

Дальнейшее замедление совершенствования методики абсолютной

---

[1] Статья публикуется в порядке обсуждения.

эффективности могло бы затормозить внедрение экономической реформы — условия ускорения научно-технического прогресса.

В соответствии с изложенными положениями предлагаются следующие принципы экономических расчетов:

1. В качестве основного метода экономических расчетов многоотраслевых ВХК следует принять метод абсолютной эффективности, основанный на определении коэффициента рентабельности.

2. Выбор параметров наивыгоднейшего режима работы и масштабов развития ВХК и отдельных его компонентов должен выполняться также преимущественно методами экономической оценки, основанными на принципе абсолютной эффективности. Критерием оптимальности параметра должно быть достижение максимального экономического эффекта по всему водохозяйственному комплексу с учетом основных ограничений [Л. 3] (по объему продукции, капиталовложениям и трудовым ресурсам).

3. Под максимальной экономической эффективностью понимается при принятых ограничениях максимальное значение коэффициента рентабельности (абсолютная эффективность), максимальное значение коэффициента эффективности дополнительных капиталовложений или минимум расчетных затрат (относительная эффективность).

4. При обосновании параметров ВХК могут быть различные расчетные условия, связанные с уровнями ограничений, обеспеченностью водных ресурсов, наличием или отсутствием альтернатив. При дефиците потенциальных возможностей ВХК и отсутствии альтернатив максимальная экономическая эффективность обеспечивается при достижении нормативной рентабельности предельного прироста капиталовложений (абсолютная эффективность) или нормативной эффективности дополнительных капиталовложений предельного прироста параметров (относительная эффективность).

5. Выбор энергетических параметров по методу относительной эффективности может быть оправдан только при наличии обоснованных ограничений в развитии неэнергетических составляющих комплекса с учетом эффективной реализации последнего. Применение метода относительной эффективности с целью выбора энергетических параметров ВХК может расцениваться как временное явление до утверждения методики обоснования экономической эффективности ВХК.

6. Участниками ВХК должны быть все отрасли народного хозяйства, заинтересованные и затрагиваемые его осуществлением [Л. 3, 4].

7. Распределение затрат между участниками комплекса должно производиться по принципу равной рентабельности каждого участника комплекса. С этой целью все затраты по ВХК необходимо распределить между заинтересованными участниками. На них должна возлагаться также обязанность возмещения всех потерь и расходов, связанных с причинением ущербов и нарушений в народном хозяйстве [Л. 4].

8. Решения о выносе или защите затапливаемых объектов, обваловании или освоении новых массивов взамен затапливаемых или интенсификации использования ранее освоенных массивов должны приниматься исходя из достижения максимума эффекта по ВХК [Л. 4].

9. Невыраженные в денежном виде факторы (обеспечение безопасности населения и хозяйственных объектов, интересы обороны, сохранение природы и др.) должны переноситься в область качественного анализа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Основные положения экономических расчетов гидроэлектростанций, Фонды Гидропроекта, 1966.

2. Захаров В. П., Экономика комплексного водохозяйственного объекта и распределение затрат между участниками комплекса, Сб. «Проблемы гидроэнергетики и водного хозяйства», вып. 2, изд-во «Наука», Алма-Ата, 1964.

3. Сыроежин М. И., К оценке комплексных гидроузлов и последствий их возведения, Автореферат, ЛПИ, 1967.
4. Сыроежин М. И., К принципам регулирования стока и использования рек, «Гидротехника и мелиорация», 1969, № 5.
5. Егиазарян Б. О., Критерий экономической оптимальности решений в энергетике, «Гидротехническое строительство», 1970, № 8.
6. Победимский А. Д., Об оценке рентабельности проектов и схем комплексного использования водных ресурсов в США и Канаде, «Гидротехническое строительство», 1968, № 8.
7. Щавелев Д. С., О распределении затрат водохозяйственного комплекса, «Гидротехническое строительство», № 10, 1969.
8. Эрлихман Б. Л., Энергоэкономические расчеты гидроэлектростанций, изд-во «Энергия», 1969.

Прим. ред. Затрагивая актуальные вопросы учета рентабельности, автор расширенно трактует применение его в Типовой методике 1969 г. Рекомендации статьи не вполне согласуются с литературой, на которую сделаны ссылки.

УДК 338.45

Инженер Е. Г. СКВОРЦОВА

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ В ХОЗРАСЧЕТНОЙ ПРАКТИКЕ

(сообщение)

Комплексное гидротехническое строительство нашей страны характеризуется в настоящее время значительными по стоимости производственными фондами. Дальнейшее его развитие также требует больших капиталовложений, в силу чего вопросы повышения экономической эффективности капиталовложений и использования производственных фондов водохозяйственного назначения приобретают первостепенное значение.

Вопросам оценки экономической эффективности капиталовложений в водохозяйственные комплексы (ВХК) посвящено много работ. Разработано большое количество методик по обоснованию ВХК.

Большая часть разработанных рекомендаций ориентирована на определение экономической эффективности капиталовложений ВХК применительно к проектным условиям выбора вариантов водохозяйственных объектов, технических параметров, обоснования эффективности и очередности строительства.

Обоснование эффективности строительства комплекса рекомендуется производить сравнением его с заменяемыми, технически передовыми мероприятиями, обеспечивающими ту же величину продукции для народного хозяйства (сравнительная эффективность). Кроме того, рекомендуется определять рентабельность капиталовложений проектируемого объекта в условиях действующих или проектируемых цен и сравнивать ее с рентабельностью передовых действующих предприятий.

Существующие методы экономической оценки водохозяйственного комплекса и его компонентов основываются на предположении, что каждый участник водохозяйственного комплекса принимает на себя часть капиталовложений и часть ежегодных издержек комплексного гидроузла. Вместе с тем опыт показывает, что в подавляющем большинстве случаев финансирование строительства комплексного гидроузла проходит по одному министерству или ведомству. Большинство участников водохозяйственного комплекса уклоняется от финансирования строительства комплексного гидроузла.

Основные трудности в реализации долевого участия компонентов ВХК в финансировании строительства комплексного гидроузла возникают в связи с тем, что для некоторых участников водохозяйственного комплекса полная потребность в воде возникает лишь через 5—10 лет после постройки гидроузла.

Кроме того, в процессе эксплуатации комплексных гидроузлов изменяются объемы и режимы водопользования, что требует перераспределения капитальных вложений и ежегодных издержек между участниками комплекса. Это создает новые большие трудности и нередко в эксплуатационных условиях приводит к необходимости административных решений по распределению воды между участниками комплекса.

Существующие хозрасчетные взаимоотношения в водном хозяйстве свидетельствуют о необходимости коренной перестройки экономики водохозяйственных объектов. Важнейшим условием правильной экономической оценки водохозяйственных мероприятий и внедрения в водное хозяйство новой системы планирования и хозяйственного стимулирования должно стать введение платы за водные ресурсы как экономического стимула экономного расходования воды и распределения водных ресурсов между участниками ВХК на экономической основе.

Водохозяйственный комплекс должен рассматриваться как **хозрасчетное предприятие**, которое, получив от государства средства для строительства, распределяет водные ресурсы между участниками ВХК на экономической основе (хозрасчета).

Все участники ВХК соответственно объему водопользования платят за потребляемую воду по дифференциальному тарифу, зависящему от водности года, требуемой обеспеченности водоснабжения, от режимов и видов водопотребления и др. Отдельные сооружения комплексного гидроузла (например, судоходный шлюз) могут сдаваться в аренду соответствующему министерству или ведомству или передаваться на их баланс (например, магистральный канал для орошения земель).

С выделением водохозяйственного комплекса в самостоятельное хозрасчетное предприятие комплексные гидротехнические сооружения перестанут рассматриваться как сооружения, делимые на части и относимые на те или иные отрасли народного хозяйства, и исчезнет, таким образом, не нашедший до сих пор общепризнанного разрешения вопрос об участии в финансировании строительства водохозяйственных комплексов.

УДК 338.45 : 626.81

Инженеры А. Н. ЕГОРОВ, Л. Н. ЗЫБИНА, В. П. ИВАНОВА, Б. Ю. ИСТОШИН, кандидат технических наук Е. М. ПОДОЛЬСКИЙ, инженеры Э. Е. ТЕОДОРОНСКАЯ, А. Е. ФЛОРОВ

ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ[1]

Водные ресурсы и задача размещения производительных сил. Водосборный бассейн с речной сетью и комплексом взаимосвязанных водохозяйственных установок, регулирующих и территориально перераспре-

[1] Статья публикуется в порядке обсуждения.

деляющих сток (звено *1*, рис. 1), межрайонные водоводы *2* и внутрирайонные системы *3*, внутриплощадочные системы водоснабжения и очистки *4* и системы централизованного отведения и очистки воды *5* со сбросом ее в источник или систему водоснабжения *а* с повторным использованием *б* или с выпариванием и уничтожением вредных остатков *в* представляют собой единую водную систему (ЕВС).

В настоящее время на территории страны сформировалось множество таких систем. Размещение новых потребителей в зонах их влияния может потребовать развития различных звеньев ЕВС: при заборе воды непосредственно из реки — строительства гидроузла (звено *1*), при размещении вдали от источника — строительства гидроузла и водоводов (звено *1* и *2*). Новых потребителей иногда можно обеспечить водой за счет снижения ее потребления другими предприятиями, благодаря внедрению на них водооборотных схем (звено *4*) и т. п. Суммарные дополнительные расчетные затраты по ЕВС $\Delta S_{\text{ЕВС}}$, вызванные появлением рассматриваемого потребителя в данном районе, в общем случае будут определяться суммой затрат по всем звеньям

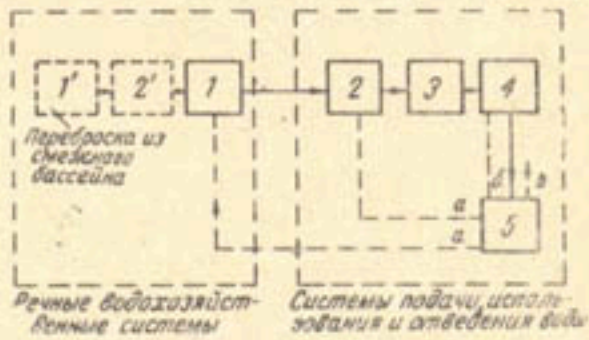


Рис. 1. Регулирование и территориальное перераспределение стока.

$$\Delta S_{\text{ЕВС}} = \Delta S_1 + \Delta S_2 + \Delta S_3 + \Delta S_4 + \Delta S_5.$$

Речная водная система. Первое звено ЕВС удобно выделить и именовать речной водной системой (РВС).

Важное значение имеет вопрос о годовой величине водного ресурса, который может быть использован в решении задач водообеспечения народного хозяйства. Этим показателем является располагаемый водный ресурс — расчетная отдача реки (системы), замыкаемой данным створом, которая представляет собой максимальный годовой объем воды W, гарантируемый потребителям с принятой обеспеченностью при сохранении минимальных санитарных расходов (рис. 2). Объем W зависит от очертания гидрографа, графика водопотребления и минимального санитарного стока W'. При отсутствии регулирования расчетную отдачу реки можно называть естественной $W^{\text{е}}$.

Сооружение гидроузла с водохранилищем емкостью V увеличивает расчетную отдачу реки. Разность $\Delta W = W - W^{\text{е}}$ есть расчетная отдача — нетто водохранилища, его производительность (см. рис. 2). Разницу между расчетной отдачей реки и современным водопотреблением удобно называть свободным водным ресурсом.

Объектами РВС являются водохозяйственные гидроузлы, сооружаемые для регулирования стока в целях водообеспечения. Под последним подразумевается водоснабжение населения, промышленности, орошения, повышения меженних расходов реки для ее оздоровления, поддержания глубин и т. п. Сюда не относятся комплексные гидроузлы, у которых используются подпертые бьефы (транспорт и рыбное хозяйство в водохранилищах и др.) и их перепады (гидроэнергетика).

Основные экономические показатели водохозяйственных гидроузлов: удельные капиталовложения (k_0), издержки (u_0) и расчетные затраты (s_0) исчисляются на единицу расчетной отдачи — нетто гидроузла (ΔW)

$$k_0 = \frac{K_0}{\Delta W}; \quad u_0 = \frac{И_0}{\Delta W} \quad \text{и} \quad s_0 = \frac{S_0}{\Delta W} = \varepsilon k + И_0, \qquad (1)$$

где K_0, $И_0$ и $S_0 = \varepsilon K_0 + И_0$ — соответственно приведенные (с учетом фактора времени) капиталовложения, издержки и расчетные затраты.

Аналогичным образом определяются удельные экономические показатели по сооружениям переброски стока и добыче подземных вод. Во всех случаях в затраты необходимо включать расходы на изучение и охрану ресурсов, а для подземных вод — на восстановление запасов.

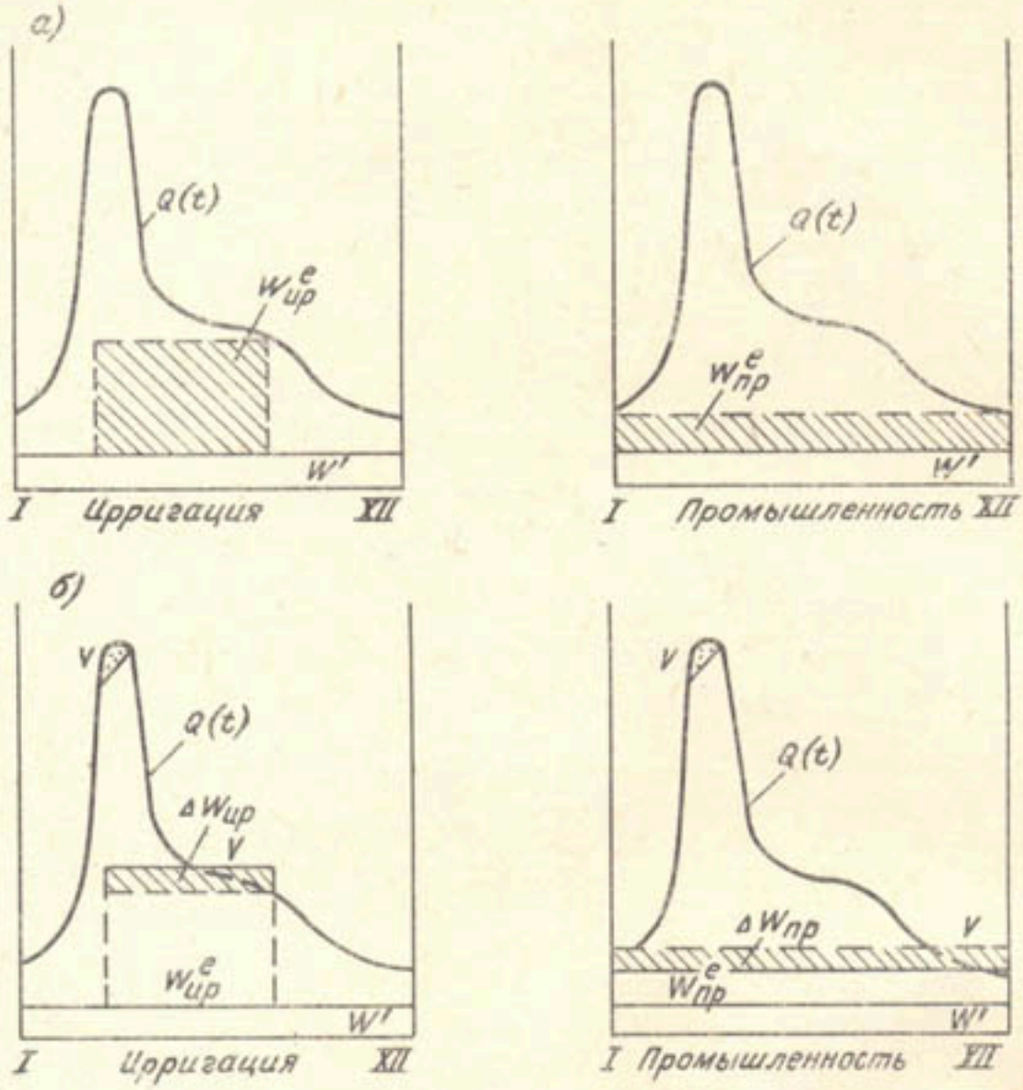


Рис. 2. К определению расчетной отдачи реки:

а — расчетная отдача реки, не требующая регулирования, W^e; *б* — дополнительная расчетная отдача реки при сезонном регулировании, ΔW.

Важными характеристиками водных ресурсов являются зависимости затрат от объема водохранилища $S=f_1(v)$ и расчетной отдачи реки от регулирующей емкости $W=f_2(v)$. Каскадное расположение водохранилищ часто не дает возможности представить однозначно зависимость затрат от отдачи.

Расчетные характеристики водопотребителей, отвечающие водохозяйственной обстановке 95%-ной обеспеченности: объемы забираемой воды за год, сезон или месяц (p); объем возвратных вод за те же интервалы (r) и объем безвозвратных потерь ($n=p-r$). Важное значение имеет фиксирование мест отъема и возврата воды.

Водохозяйственный баланс — основа экономической оценки воды. Только на основе сопоставления располагаемых водных ресурсов и суммарных потребностей в воде можно выявить необходимые водохозяйственные мероприятия и по ним определить экономические оценки воды.

В основе баланса должен лежать некоторый предварительный план развития и размещения народного хозяйства, в свою очередь зависящий от затрат на водные ресурсы. Очевидно, решение может быть достигнуто методом последовательных приближений, т. е. итерационно.

Построение водохозяйственного баланса бассейна (без учета качества), по существу, сводится к выполнению во всех выделенных створах простого условия

$$W \geqslant P - R + W', \tag{2}$$

при нарушении которого возникают дефициты. Методика составления водохозяйственного баланса широко известна.

Недостаточно разработаны вопросы экономически обоснованного проектирования РВС. Теория регулирования стока и составление водохозяйственных балансов с учетом мероприятий, с одной стороны, и методика выбора наивыгоднейшей схемы регулирования стока (состава и параметров гидроузлов), с другой — в значительной мере существуют и поныне раздельно друг от друга. Региональные вопросы экономической оценки водных ресурсов также недостаточно разработаны.

В настоящей работе сделана попытка решить указанные задачи.

Создана с известными упрощениями математическая модель РВС с заданными потребителями на расчетном перспективном уровне [Л. 1]. В этой модели представлены необходимые характеристики водных ресурсов всех выделенных частных водосборов существующих и возможных водохранилищ. Критерием оптимальности водохозяйственного баланса является минимум суммарных расчетных затрат по водохранилищам, регулирующим сток, что обеспечивается при оптимальном размещении речной сети регулирующих емкостей. Эта модель позволила сформулировать ряд важных положений.

В результате составления оптимального водохозяйственного баланса можно выделить створы, в которых балансовое уравнение (2) выполняется строго в форме равенства. Это — критические створы, которые замыкают водохозяйственные районы внутри речного бассейна, т. е. те его части, в которых располагаемые водные ресурсы (местные и привлеченные извне) получают свое полное использование (рис. 3).

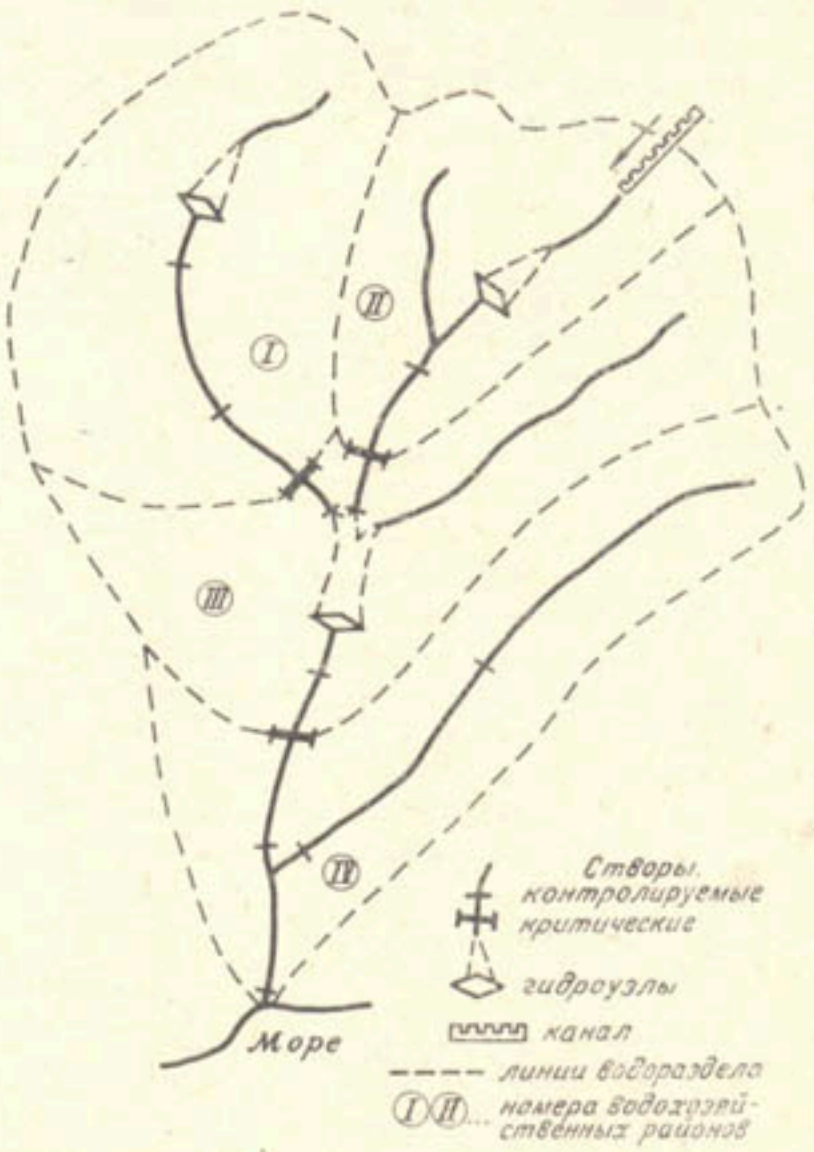


Рис. 3. Выделение критических створов и водохозяйственных районов.

Для акватории внутреннего моря (озера), куда впадает река, расчетным будет ход его уровня в рассматриваемой перспективе при стоке, соответствующем *n*-леткам расчетной обеспеченности и современному водопотреблению, а водохозяйственный баланс должен обеспечивать этот естественный режим уровней при планируемом водопо-

треблении путем привлечения водных ресурсов извне в необходимом объеме.

Данное нами определение водохозяйственного района детализирует понятие, сформулированное С. Н. Крицким и М. Ф. Менкелем [Л. 2]. Границы водохозяйственных районов (вместе с критическими створами) меняются во времени с ростом водопотребления и строительством водопотребления и строительством водохозяйственных сооружений.

Вода в речной сети в пределах выделенного автономного водохозяйственного района обладает важным свойством — единственностью экономической оценки, что вытекает из полной ее «взаимозаменяемости», так как всякое дополнительное изъятие водного ресурса в любой части района приводит к дефициту в замыкающем критическом створе. Однако полностью это справедливо только для РВС, все объекты которой имеют целевое назначение — «водообеспечение». При хозяйственном использовании подпертых бьефов и их перепадов, т. е. при собственно комплексном использовании реки, потребуется дифференциация экономической оценки воды в выделенном водохозяйственном районе (подбассейне). Дифференциация оценки потребуется и при транспортировке (переброске) воды внутри него с образованием более мелких районов.

Водные ресурсы в районе должны получать две цены: среднюю и замыкающую.

Средняя цена безвозвратно потребляемого кубометра воды на территории водохозяйственного района определится отношением суммы расчетных затрат по действующим и планируемым гидросооружениям, относимой «на водообеспечение», к суммарному безвозвратному [1] годовому потреблению воды

$$\overline{ц} = \frac{\Sigma (\varepsilon K + И)}{P - R}. \qquad (3)$$

Замыкающая оценка (цена) воды в водохозяйственной системе, т. е. приращение минимальных расчетных затрат на дополнительное потребление воды в этом районе. При этом будем исходить из того, что водохозяйственный баланс района обеспечивается оптимальным образом, т. е. отобраны наивыгоднейшие водохозяйственные объекты. Таким образом, замыкающая оценка всегда определяется по затратам будущих лет. Она распространяется на всю воду в пределах данного подбассейна, в том числе, например, на приток, на котором нет водохозяйственных объектов и имеется видимый «избыток» воды.

Замыкающая оценка в нижерасположенном (по течению) подбассейне всегда меньше замыкающей оценки в вышерасположенных подбассейнах, если водохозяйственный баланс (схема регулирования) составлен оптимально, ибо невозможно объяснить обратное при бесплатном перемещении воды по речной сети.

Важное значение имеет к какому году планируемого периода относятся средние и замыкающие цены. Они образуют хронограммы, характеризуемые, как правило, возрастанием цен [2].

При использовании средней цены в хозрасчете действующих предприятий это не вызывает осложнений: в каждом году (или по пятилетиям) известны средние цены. При обосновании же размещения нового или расширения действующего предприятия необходимо принимать во внимание всю хронограмму замыкающих цен, распространяя ее значение в последнем году планового периода и на последующие годы.

---

[1] По отношению к критическому створу (попуск вниз по реке сверх минимального санитарного войдет в эту сумму). При возврате вод ниже критического створа весь объем забираемой воды считается безвозвратным потреблением.

[2] Если нет ограничений организационного характера, т. е. все более эффективные объекты можно намечать к строительству раньше менее эффективных.

При определении замыкающих оценок воды из суммы приведенных расчетных затрат в замыкающее комплексное водохозяйственное мероприятие выделяется часть, относящаяся на водообеспечение, и по ней рассчитывается базисная составляющая. При переходе из нижнего в верхний бьеф комплексного гидроузла внутри водохозяйственного района к базисной составляющей замыкающей оценке надо прибавить величину эффекта на действующей или планируемой ГЭС.

Если два водохозяйственных района связаны друг с другом переброской стока, то замыкающие оценки воды в них различаются на величину удельных затрат на транспорт за вычетом возможных эффектов, создаваемых в смежных производственных системах на этом соединении (гидроэнергетика, транспорт).

Система транспорта и внутрирайонного распределения воды. Водохозяйственное районирование целесообразно проводить с учетом экономики крупных транспортно-распределительных систем, выделяя в них магистральную (межрайонную), а также внутрирайонную сеть (последнюю — обобщенно).

Для выделенного i-го элемента (участка) транспортной системы удобно различать годовые объемы воды: подведенный $W_i^{\text{п}}$, использованный $W_i^{\text{и}}$, транзитный $W_i^{\text{тр}}$ и потерянный $\Delta W_i^{\text{пот}}$: $W_i^{\text{п}} \rightarrow \frac{\Delta W_i^{\text{пот}}}{W_i^{\text{и}}} \rightarrow W_i^{\text{тр}}$.

Тогда $\eta_i = \frac{W_i^{\text{и}} + W_i^{\text{тр}}}{W_i^{\text{п}}}$ есть к.п.д. элемента. Зная расчетные затраты по элементу S_i, нетрудно определить удельные расчетные затраты на транспорт воды в пределах i-го участка

$$s_i = \frac{S_i}{W_i^{\text{п}} \cdot \eta_i} \ (коп/м^3).$$

Удельные расчетные затраты на транспорт воды от головы системы до данного l-го участка включительно определяются суммой удельных затрат по элементам (по пути следования воды)

$$s_l^{\text{тр}} = \sum_{i=1}^{l} s_i \quad (коп/м^3).$$

Средневзвешенные удельные затраты на 1 $м^3$ отдачи — нетто местной (внутрирайонной) распределительной системы ($W_l^{\text{м.н.}}$) дают вторую составляющую затрат

$$s_l^{\text{м}} = \frac{S_l^{\text{м}}}{W_l^{\text{м.н.}}} = \frac{S_l^{\text{м}}}{W_l^{\text{п}} \cdot \eta_l^{\text{м}}},$$

где $W_l^{\text{п}}$ — отъем воды в l-ую местную систему, а $\eta_l^{\text{м}}$ — средневзвешенный к. п. д. последней.

Суммарные удельные расчетные затраты составят (с учетом затрат на воду в речном бассейне $s_{\text{р}}$)

$$s_l^{\Sigma} = s_l^{\text{тр}} + s_l^{\text{м}} + s_{\text{р}}.$$

Для оросительных систем—это оценка воды на входе во внутрихозяйственную сеть, для межрайонных водоводов — на входе в местные водопроводы и отдельные предприятия.

Экономику проектирования систем транспорта нельзя рассматривать изолированно от РВС. В частности, удельные расчетные затраты на снижение потерь воды на данном l-ом участке (т. е. удельные затраты на 1 $м^3$ сэкономленной воды $s_{\text{эк}.l}^{\text{тр}}$) не должны превышать суммы замыкающих затрат на получение в реке ($s'_{\text{р}}$) и доставку до данного

участка 1 $м^3$ воды, т. е. вдоль всего водного тракта должно выполняться условие

$$S^{тр}_{экл} \leqslant S'_p + \sum_{i=1}^{l} s_i. \tag{4}$$

С удалением от головы транспортной системы правая часть (4) возрастает. В силу этого повышается предел затрат, на который можно пойти для снижения потерь ($S^{тр}_{эк-l}$), а это означает, что чем дальше продвигается вода, тем более совершенными должны быть противофильтрационные мероприятия.

Применение замыкающих оценок. Экономическая оценка воды в речном бассейне имеет важное значение в решении задач размещения, поскольку она определяется суммой факторов: территориальным распределением водных ресурсов, масштабами их использования и затратами.

Размещение новых предприятий, а также реконструкция, расширение и продолжение функционирования действующих должно быть экономически обосновано по замыкающим оценкам воды. Это относится как к предприятиям, вошедшим в предварительный план развития народного хозяйства, положенный в основу водохозяйственного баланса, так и к предприятиям, дополнительно включаемым в план. Если предприятие в районе *1* будет забирать p и в районе *2* возвращать после очистки r $м^3/год$, то издержки на воду составят

$$И = ц'_1 p - ц_2 r + \alpha r (ц'_1 - ц'_2), \tag{5}$$

здесь $ц'$ — замыкающие оценки воды соответственно в районе отъема (*1*), возврата (*2*), а α — коэффициент разбавления.

Оплата воды действующими предприятиями (а также планируемыми после их ввода) происходит по «двухставочному тарифу»: установленный нормой (планом) объем потребления p и возврата r по средним ценам: в месте отъема $ц_1$ и в месте возврата $ц_2$, а отклонение от нормы (плана) — по замыкающим ценам $ц'_1$ и $ц'_2$. Это относится и к оплате воды на разбавление w и $(w-\bar{w})$. Таким образом, расчетная формула имеет вид

$$И = [\bar{ц}_1 \bar{p} + ц'_1 (p - \bar{p})] - [\bar{ц}_2 \cdot \bar{r} + ц'_2 (r - \bar{r})] + [\bar{w} (\bar{ц}_1 - \bar{ц}_2) + (w - \bar{w})(ц'_1 - ц'_2)]. \tag{6}$$

Такая система расчетов будет стимулировать рациональное расходование воды и обеспечит финансовый баланс отрасли водного хозяйства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Подольский Е. М., Флоров А. Е., Выбор оптимальной схемы регулирования стока в речном бассейне (см. настоящий сборник).

2. Крицкий С. Н., Менкель М. Ф., Методические основы построения водохозяйственных балансов, Сб. «Труды Гидропроекта», 1964, № 12.

УДК 621.311.21.004.17

Кандидат экономических наук В. В. РАППОПОРТ, инженер Л. А. ЯШИН-ФЕРШЕЛЬ

К ОЦЕНКЕ АМОРТИЗАЦИОННОГО ПЕРИОДА СООРУЖЕНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В настоящее время разрабатываются новые нормы амортизации основных фондов народного хозяйства. Поэтому ряд методических вопросов определения норм амортизации приобрел большое значение прежде всего для гидроэнергетики в связи со специфическими особенностями ее основных фондов и очень высокой долей амортизационных отчислений в ежегодных издержках производства (до 90%).

Ниже рассматриваются некоторые вопросы определения амортизации основных фондов гидроэлектростанций, т. е. экономически целесообразного срока их службы с учетом морального износа. Выявление амортизационного периода осложняется практически отсутствием выбытия гидрообъектов и невозможностью использования статистических методов. Это приводит к необходимости решения вопросов на основе экспертных оценок и прогнозов.

Физический срок службы основных гидротехнических сооружений и им подобных долговечных объектов теоретически является неограниченным, так как капитальный ремонт обеспечивает их нормальное рабочее состояние. Для «вековых» сооружений норма капитального ремонта приближается к полной норме амортизации. Это положение выдвинул К. Маркс во втором томе «Капитала», где он писал: «в известных случаях снашивание, а потому и возмещение его (объекта) стоимости становится величиной, практически приближающейся к нулю, так что в расчет принимаются лишь одни издержки ремонта». К. Маркс относил это положение к «сооружениям вековой прочности, в которых, следовательно, не приходится постепенно, по мере их снашивания возмещать авансированный на них капитал, а приходится переносить на цену продукта лишь ежегодные средние издержки по поддержанию в исправности и ремонте»[1].

Практическая «вечность» гидротехнических сооружений подтверждается результатами обследования и данными из литературных источников. Имеется много земляных плотин, водоводов, оросительных каналов и других гидротехнических сооружений, просуществовавших несколько сот лет. Так, на заводах Урала сохранились 25 действующих земляных плотин со сроком службы порядка 200 лет.

Выполнение плотин из бетона и железобетона обеспечивает еще бо́льшую долговечность. Анализ, проведенный А. А. Гельфером [Л. 1], показал, что причинами разрушений плотин были ошибки проектирования, некачественное строительство и недостатки эксплуатации. Правильно запроектированные, хорошо построенные и нормально эксплуатируемые сооружения ГЭС могут служить неопределенно долгое время. Случаи заиления водохранилищ или затопления гидроузлов нижележащей плотиной весьма редки.

Моральный износ гидротехническим и другим долговечным сооружениям присущ в значительно меньшей степени, чем орудиям труда, силовым и рабочим машинам. Более того, технический прогресс в строительстве ГЭС, определяющий снижение их восстановительной стоимости по сравнению с первоначальной, идет более высокими темпами, чем совершенствование типов сооружений и конструкций (преобладает моральь-

[1] К. Маркс, Капитал, т. II, стр. 167, 171, 177, изд. 1952 г.

ный износ II рода). Поэтому сокращать физический срок службы основных гидротехнических сооружений из-за технического прогресса в самой гидроэнергетике не следует.

Оборудование, металлоконструкции и механизмы ГЭС, как и другие орудия труда, имеют некоторый ограниченный срок эксплуатации. Однако случаи замены гидроагрегатов или рабочих колес весьма ограничены. Физический срок службы оборудования ГЭС определяется на основе данных об их возрастном составе, степени износа и надежности работы, заводских гарантий, экспертной оценки и т. д.

Основное технологическое оборудование, действующее в настоящее время, является высокоэкономичным. Коэффициенты полезного действия турбин (93—95%) и генераторов (97—98%) приближаются к своим физическим пределам и могут быть улучшены ненамного. Так, турбины Днепрогэса, установленные вновь после Великой Отечественной войны (через 15 лет после поставки первых турбин), имели к. п. д. всего на 2% выше. За физически возможный срок службы агрегатов ГЭС нельзя ожидать создания нового оборудования, настолько превосходящего по экономичности существующее, что это может оправдать замену агрегатов до накопления соответствующего амортизационного фонда. Это означает, что агрегаты ГЭС практически не имеют морального износа, и физический срок их службы примерно 50 лет является в то же время и амортизационным периодом.

Существует точка зрения, что использование ГЭС лет через 50 → 100 может стать экономически нецелесообразным, хотя физически они могут продолжать работу [Л. 2]. Тем самым предполагается моральное старение ГЭС по сравнению с другими типами электростанций. Это возможно при настолько меньшей себестоимости энергии на электростанциях будущего, что будут оправданы дополнительные капиталовложения в новые энергоустановки.

Из прогнозов развития энергетики СССР (например, работ Энергосетьпроекта и материалов соответствующих конференций) следует, что к началу следующего века себестоимость электроэнергии паротурбинных тепловых электростанций современного типа будет в 3—6 раз, а себестоимость 1 *квтч* атомных электростанций в 2—4 раза выше, чем на ГЭС.

Таким образом себестоимость 1 *квтч* ГЭС должна приниматься при норме реновации, отвечающей сроку службы основных фондов ГЭС.

Физически возможная продолжительность эксплуатации сооружений и зданий ГЭС на основе обобщения экспертных оценок ряда специалистов проектных, эксплуатационных и научно-исследовательских организаций определяется примерно в 200—500 лет в зависимости от их типа и условий работы. При некоторой осредненной структуре капиталовложений по ГЭС это дает снижение себестоимости гидроэнергии по сравнению с подсчитанной на основе действующих норм Госплана СССР примерно на одну треть.

Соответственно себестоимость 1 *квтч* перспективных ТЭС обычного типа будет в десять раз и АЭС в пять раз выше, чем на действующих ГЭС, тогда как конкурентоспособность альтернативных ТЭС и АЭС определяется расчетными затратами по ним.

Улучшение топливной экономичности ТЭС традиционного типа является затухающим процессом, и они теоретически не могут стать конкурентами действующих ГЭС. Повышение экономичности атомных станций при переходе на реактор-размножители и МГД-генераторы может иметь место в далекой перспективе. По современным прогнозам термоядерные установки станут промышленными к началу XXI века. За этим должен последовать некоторый срок, пока они станут конкурентоспособными с действующими энергоустановками [Л. 3].

Отметим, что в перспективе, по-видимому, еще большее значение приобретет роль ГЭС в покрытии пиковых нагрузок. Если АЭС и смогут по своим техническим характеристикам вести регулирование нагрузки, то это вряд ли будет целесообразно экономически и в связи с необходимостью экономить минеральное топливо. Нельзя забывать и о большой приспособленности ГЭС к полной автоматизации и эффекте экономии живого труда при их эксплуатации.

Следует учесть, что действующие гидроузлы неопределенно долгое время сохранят свое назначение регуляторов стока. Их водохранилища стали неотъемлемым природным фактором жизни населения, и с этой точки зрения не ясно, как можно прекратить их использование. Если же пропуск воды через створ ГЭС необходим, то бессмысленно не реализовать ее для выработки электроэнергии.

Современные представления о возможной роли комплексных гидроузлов в отдаленной перспективе не однозначны. Все же как бы ни распределялась общая экономическая эффективность комплексных гидроузлов между отдельными участниками, вряд ли она будет существенно снижаться в перспективе.

Существует и такая крайняя точка зрения как необходимость уничтожения в будущем гидроузлов и водохранилищ в основном для возвращения сельскому хозяйству затопленных земель (С. Л. Вендров). Нам представляется, если такая необходимость и возникнет, то не раньше, чем через несколько столетий. Даже если не считаться при этом с неблагоприятными эпидемиологическими последствиями, то затраты в демонтаж гидросооружений при этом были бы добавлены к капиталовложениям в альтернативную электростанцию, что определяет еще большую проблематичность таких решений.

Подводя итог вышесказанному, отметим, что продолжительность морального «старения» как сооружений, так и оборудования ГЭС соизмерима с физическими сроками их службы.

На оценку амортизационного периода службы основных фондов ГЭС влияет экономическая политика в области амортизации, материальные и финансовые ресурсы государства в период принятия соответствующих нормативов.

В настоящее время система амортизации рассматривается как активный и эффективный инструмент технической и финансово-хозяйственной деятельности. Реновационный фонд должен обеспечить восстановление основных фондов на новой технической основе. Чтобы в полной мере сыграть свою роль в ускорении технического прогресса, амортизационные отчисления должны стать источником не только простого, но в некоторой степени и расширенного воспроизводства. При этом роль амортизации как источника капиталовложений в новое строительство рассматривается не в масштабе отрасли, а народного хозяйства в целом.

В методологическом отношении изложенные соображения являются дискуссионными, но в практическом плане при разработке новых норм реновации с ними нельзя не считаться. В связи с указанным амортизационный период даже наиболее долговечных гидротехнических сооружений не должен превышать 200—300 лет. Примерно в таком размере предлагались нормы реновации в методике бывшего МСЭС СССР (1961 г.) и рядом ученых гидроэнергетиков [Л. 5, 6].

Предлагаемые размеры амортизационного периода ряда основных элементов ГЭС приведены в таблице. Они сопоставлены с принятыми в действующих нормах Госплана СССР.

Следует отметить, что в действующих нормах амортизации Госплана СССР приняты нормы реновации для земляного полотна железных дорог, туннелей, железных дорог и станций метро в размере 0,2%, а для железнодорожных путей метро — 0,1%.

Таблица

Основные фонды ГЭС	Амортизационный период основных сооружений и оборудования ГЭС, лет	
	предлагаемые	по действующим нормам Госплана СССР 1963 г.
Здания	200	100
Плотины (массивные бетонные) глухие	300	100
водосливные	250	80
Туннели	300	100
Напорные шахты, уравнительные резервуары, трубопроводы с облицовкой	200	100
Гидроагрегаты	50	35

Предполагаемое уменьшение нормы реновационных отчислений для гидротехнических сооружений (по сравнению с действующими нормами Госплана СССР) не снизит общий размер государственных накоплений на новое капитальное строительство, так как при сохранении существующих тарифов на электроэнергию прибыль от ее реализации возрастает настолько же, насколько уменьшится фонд реновации. Следует отметить, что в настоящее время по фактическим данным [Л. 4, 7, 8] размеры реновационного фонда превышают фактические капиталовложения на восстановление выбывших из-за ветхости или износа основных фондов в электроэнергетике в 4—4,5 раза.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гельфер А. А., Причины и формы разрушения гидротехнических сооружений, изд-во ОНТИ, 1936.
2. Завалишин М., Шор А. Об уточнении действующих норм амортизационных отчислений «Плановое хозяйство», 1970, № 2.
3. Прогнозирование в топливно-энергетических отраслях, НИЭИ при Госплане СССР, 1971.
4. Проблемы совершенствования системы амортизации, НИЭИ при Госплане СССР, 1970.
5. Губин Ф. Ф., Куперман В. А., Экономика водного хозяйства и гидроэнергетического строительства, изд-во «Энергия», 1965.
6. Эрлихман Б. Л., Энергоэкономические расчеты гидроэлектростанций, изд-во «Энергия», 1969.
7. Будавай В. Ю., Амортизационные отчисления как фактор повышения эффективности капиталовложений, Сб. «Вопросы эффективности основных фондов», 1969.
8. Палтерович Д., О сроках службы и темпах обновления парка промышленного оборудования, «Вопросы экономики», 1970, № 2.

УДК 658.152.013

Инженер Г. А. КУЗБАСОВ и кандидат технических наук И. И. ФАЙН

ОБ УЧЕТЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В ДОБЫЧУ УГЛЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Оптимизация топливно-энергетического баланса СССР и правильная оценка целесообразности различных мероприятий по экономии топлива и электроэнергии в отдельных отраслях народного хозяйства требуют достоверного учета затрат на добычу топлива.

Работами академика Н. В. Мельникова [Л. 1], академика М. А. Стыриковича, доктора экономических наук А. А. Бесчинского [Л. 2] и др.

убедительно доказано, что топливно-энергетический баланс европейской части СССР и Урала сводится с большим напряжением.

Совокупное рассмотрение проблемы топливно-энергетического баланса, развития топливных баз и энергетики (электро-, гидро- и атомной) приводит к выводу о целесообразности значительного увеличения энергетического потока из восточных районов в европейскую часть СССР и на Урал. Намечается транспортирование природного газа из Тюменской области, передача электроэнергии из Сибири и Казахстана по ЛЭП постоянного тока, существенно возрастут железнодорожные перевозки угля и размеры перекачки нефти по нефтепроводам.

Вместе с тем, по меньшей мере еще несколько десятилетий в европейской части СССР будет осуществляться интенсивная программа строительства ТЭС на органическом топливе. Замыкающие расчетные затраты на топливо в значительной степени зависят от капитальных вложений в добычу донецкого угля.

Закладываемые в технико-экономические расчеты первоначальные капиталовложения по добыче донецкого угля существенно занижены. Объясняется это рядом причин. Часть их носит объективный характер и, по-видимому, не может быть устранена в ближайшее время. Это — несоответствие геологоразведочных данных проектов фактическим условиям залегания угольных пластов, непредвиденные изменения горных условий, трудности сооружения глубоких и мощных шахт в нормативные сроки. Несомненно, что на превышение стоимости строительства шахт влияли и субъективные факторы, и недостатки организационного характера, которые могут быть устранены. Сюда относятся проектирование ряда шахт при недостаточных геологоразведочных данных, недоучет особых факторов, присущих большим глубинам, недостаточно интенсивные работы в подготовительный период, неудовлетворительное прохождение горных выработок и др.

Затраты на поддержание добычи при прогнозировании нормативов затрат на перспективу не учитываются, либо учитываются лишь в размере, приводящем к возрастанию стоимости основных фондов. Нам представляется более правильным учет затрат на поддержание добычи в полном объеме за вычетом реновационных отчислений по элементам сооружений, имеющих небольшой срок службы.

Ниже мы остановимся подробнее на прогнозировании капиталовложений в строительство шахт и в поддержание добычи.

Капиталовложения в строительство шахт. Анализ фактических капиталовложений в строительство показал значительное превышение первоначальной проектной стоимости. Разрыв между первоначальной и окончательной проектной стоимостью строительства шахт неуклонно увеличивался.

По введенным в эксплуатацию в 1952—1958 гг. 152 шахтам первоначальная проектная стоимость в процессе строительства была превышена в среднем на 39%, а по введенным в 1959—1965 гг. 39 шахтам — на 91% (табл. 1).

Таблица 1

Показатели	Годы	
	1952—1958	1959—1965
Введено в эксплуатацию шахт	152	38
Капиталовложения по проектам (подсчитаны до начала строительства), млн. руб.	845,9	474,1
Фактические капиталовложения, млн. руб.	1179,7	903,3
Коэффициент возрастания	1,39	1,91

О неуклонном возрастании разрыва между первоначальной проектной и фактической стоимостью свидетельствуют также данные, приведенные в табл. 2.

Разработка угольных пластов на глубоких горизонтах сопряжена с неожиданным изменением горно-геологических условий, подверженностью пластов внезапным выбросам угля и газа, склонностью крепких песчаников к непредвиденным выбросам.

Таблица 2

Год ввода в эксплуатацию	Количество шахт	Стоимость строительства, млн. руб.		Коэффициент увеличения
		проектная первоначальная	фактическая	
1952	6	35,8	41,4	1,15
1955	15	68,5	88,8	1,30
1958	19	161,0	249,5	1,55
1962	5	66,1	143,3	2,17
1966	2	24,2	60,2	2,49

Примером может служить строящаяся шахта Петровская-Глубокая, по которой можно проследить характер изменений затрат по мере выявления горно-геологических условий и диапазон этих изменений. Так, по проекту 1959 г. (мощность шахты — 1,8 млн. *т*, глубина ствола 1200 *м*, срок службы — 110 лет) капиталовложения намечались в размере 72,2 млн. руб. (в том числе 10,1 млн. руб. на жилищно-бытовое строительство). Строительство шахты намечалось с 1962 г., ввод в эксплуатацию в 1971 г.

Внезапные выбросы породы большой силы, сопровождающиеся разрушением крепи выработок и образованием полостей с большой концентрацией метана, задержали подвигание, заставили пересмотреть проект. В 1967 г. Донгипрошахт разработал новый проект, по которому осталась та же мощность шахты, но сократился срок службы ее до 50 лет, уменьшилась скорость подвигания и увеличилось количество лав с 6 до 9. Затраты на производственное строительство выросли в 2,3 раза, а удельные капитальные затраты повысились с 40 до 87 *руб/т* (с учетом жилищного строительства).

Анализ данных по довольно большому кругу шахт позволил выявить основные причины удорожания проектной стоимости шахт за период строительства.

Основной причиной является несоответствие горно-геологических характеристик данным геологических отчетов. С увеличением глубины влияние этого фактора на стоимость строительства возрастает и становится определяющим. Увеличение мощности шахты не дает поэтому желаемого уменьшения удельных капитальных затрат.

Это находит некоторое, но (как показал анализ) недостаточное отражение в проектах. В перспективе в связи с переходом на более глубокие горизонты основные причины удорожания стоимости шахт, действовавшие в прошлом, еще более усугубятся.

Капиталовложения на поддержание добычи. Специфика горнодобывающей промышленности определяет наличие капитальных вложений и после ввода шахты в эксплуатацию так называемых затрат на поддержание добычи.

Это связано с постоянным перемещением в пространстве рабочих мест, с изменением в процессе эксплуатации горно-геологических условий. Эти затраты требуются даже при неизменной производственной мощности горнодобывающих предприятий для сохранения масштабов

добычи, «поддержания» ее уровня. С отработкой первоначально подготовленных лав приходится готовить им на смену новые лавы при уменьшении мощности пластов или их отдачи, увеличивать количество действующих лав или скважин, компенсируя уменьшение производительности каждой из них.

Капитальные затраты на строительство шахты до ввода ее в эксплуатацию не обеспечивают получение запроектированной продукции в течение проектного срока службы. Уже через год-два после ввода шахты в эксплуатацию на смену введенным и отработанным лавам должны быть подготовлены новые лавы, и этот процесс продолжается до отработки всех запасов шахты, до конца срока ее службы.

Рассредоточение горных работ по времени при современной технологии угледобычи экономически необходимо, а капиталовложения в шахту, производимые за срок ее службы, должны рассматриваться как одно целое с первоначальными капиталовложениями, составляющими значительно меньшую часть всех капиталовложений в шахтное строительство.

В проектах принимается, что затраты на поддержание начинаются с четвертого года после ввода шахты в эксплуатацию и составляют 1,5—2,0 *руб/т* в год. В действительности капитальные затраты на поддержание производятся с первого года после ввода шахт в эксплуатацию и в размерах, значительно превышающих названные (табл. 3).

Таблица 3

Группы шахт	Количество шахт	Средняя мощность шахты, тыс. *т/год*	Средняя глубина шахты, *м*	Фактические капиталовложения на поддержание добычи за первые 5 лет работы, млн. руб.	Проектные капиталовложения на поддержание добычи за первые 5 лет работы, млн. руб.	Коэффициент превышения
Всего по введенным шахтам	41	886	465	12,89	1,83	7,0
в том числе мощностью от 1 до 1,8 млн. т/год .	10	1370	528	21,12	2,43	8,7
в том числе с глубиной от 600 до 1000 *м* . . .	8	938	700	19,05	1,95	9,7

Доля капиталовложений на поддержание в общем объеме капиталовложений в угольную промышленность Донбасса увеличилась с 25% в 1951—1955 гг. до 58% в 1956—1960 гг. и 71% в 1961—1965 гг. В последние годы по фактическим данным на поддержание добычи расходуется порядка 80% всех капиталовложений в угольную промышленность Донбасса.

Рост затрат на поддержание определяется длительностью подготовки новых горизонтов, увеличением объема горно-капитальных работ с ростом глубины и ухудшением горно-геологических условий, ростом протяженности горных выработок вследствие увеличения мощности шахт, ростом затрат на оборудование, опережающим повышение его производительности, и уменьшением разрабатываемых мощностей пласта.

Поскольку добыча шахты, достигнув установившейся величины, колеблется и к концу срока службы имеет тенденцию к понижению, а капиталовложения с увеличением глубины, изменением горно-геологических условий и техническим оснащением увеличиваются, то удельные затраты на поддержание увеличиваются.

Попытки исключить рассматриваемые затраты в период эксплуатации из рубрики капитальных под предлогом, что они повторные, не требующие от государства дополнительных ассигнований, так как необ-

ходимые для них средства накапливаются через амортизационный фонд, несостоятельны. Ведь за счет амортизационных отчислений должно осуществляться новое шахтное строительство в объеме, компенсирующем выбывающие элементы основных фондов, имеющих длительные сроки службы. А отчисления на реновацию не покрывают и половины производимых капиталовложений в процессе эксплуатации даже на новых шахтах (табл. 4).

Таблица 4

Группы шахт по глубине, *м*	Реновация за 1964—1967 гг., млн. руб.	Капитальные вложения на поддержание, млн. руб.	Добыча, тыс. *т*	Удельные капиталовложения на поддержание, *руб/т*	
				всего	за вычетом амортизации
до 300	2,1	5,4	2696	3,21	2,00
301—500	2,0	3,9	1413	3,32	2,75
501—600	3,2	6,3	2005	3,88	3,13
выше 600	2,6	8,9	2464	4,45	3,60

Выводы

На основании изложенных выше данных о капиталовложениях как в строительство шахт, так и на поддержание добычи Гидропроектом были разработаны показатели затрат, которые превышают действующие нормативы в несколько раз. Государственная экспертная комиссия Госплана СССР, рассмотрев указанную работу, хотя и не согласилась с рекомендуемыми численными нормативами, вместе с тем отметила наличие значительного расхождения между фактическими и проектными технико-экономическими показателями по строительству и эксплуатации шахт Донецкого бассейна, введенных в действие в 1951—1968 гг.

В связи с актуальностью рассматриваемых вопросов Государственная экспертная комиссия Госплана СССР рекомендовала разработку перспективных технико-экономических показателей по добыче различных видов топлива.

Предварительные проработки, проведенные Гидропроектом по кузнецкому и другим видам топлива, также показали наличие значительного расхождения между их фактическими технико-экономическими показателями и нормативами по этим видам топлива, закладываемыми в технико-экономические расчеты в энергетике.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мельников Н. В., Вопросы развития топливной промышленности, «Плановое хозяйство», 1969, № 1.

2. Стырикович М. А., Бесчинский А. А., Роль энергоресурсов Сибири и рационализации топливно-энергетического баланса страны, «Теплоэнергетика», 1966, № 10.

УДК 621.311.21.003.1

Инженер Т. Е. КРАСИЛЬНИКОВА, кандидат технических наук Б. Л. ЭРЛИХМАН

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СРОКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Обычно в проектах принимается срок строительства, определяемый технологией производства работ, но он не всегда является оптимальным. Накладные расходы, зимнее удорожание работ, затраты по водоотливу и пропуску паводка и т. д. изменяются в прямом отношении к длительности строительства. Напротив, стоимость жилого поселка, затраты в стройбазу и некоторые другие, связанные с максимальным количеством рабочих и производительностью механизмов в пиковый год строительно-монтажных работ, изменяются в обратном отношении к продолжительности строительства. Степень влияния этих противоположных факторов может быть различной. Следовательно, проблема срока строительства в определенных технологических границах является экономической проблемой. В статье освещены вопросы влияния продолжительности строительства на оценку затрат и сформулированы некоторые общие методические выводы.

При определении срока строительства в проекте **задолго до его завершения** логично принимать единство роста баланса энергии и мощности в районе (системе) независимо от сдвижки сроков ввода агрегатов и наполнения водохранилища. При такой предпосылке не учитывается эффект большего или меньшего насыщения энергией района в тот или иной год, т. е. предполагается сбалансированное энергоснабжение района от ГЭС или заменяющих ТЭС.

Указанная предпосылка позволяет более осторожно оценить экономический эффект сокращения сроков строительства.

Анализ влияния срока строительства на стоимость гидроузла проведен на примере четырех объектов, для которых рассмотрены лишь наиболее значительные группы элементов затрат: накладные расходы, удорожание работ в зимнее время, жилищно-культурное строительство и перевозка рабочих, а также учет омертвления капиталовложений.

Ниже рассмотрены перечисленные элементы затрат.

Накладные расходы. От продолжительности строительства зависит условно-постоянная часть накладных расходов. Сюда относятся расходы: административно-хозяйственные, на содержание пожарной и сторожевой охраны, благоустройство строительной площадки, культурные мероприятия, содержание лабораторий, испытание материалов и конструкций, содержание группы проектантов, износ нетитульных временных сооружений, инвентаря и инструмента и др.

Общая величина этой группы расходов сокращается пропорционально уменьшению срока строительства. Условно-постоянные расходы приняты в исходном варианте в размере 60% от нормативных накладных расходов. Изменение стоимости условно-постоянных накладных расходов определялось по формуле

$$K_{усл.} = K_1 \left(\frac{T_1}{T_i} - 1 \right), \qquad (1)$$

где T — продолжительность срока строительства;

1, i — исходный и проектируемый варианты.

Удорожание работ в зимнее время. Эти затраты зависят от длительности зимнего периода в районе строительства и доли строительно-монтажных работ, выполняемых в зимний период. Для сибирских

районов указанные затраты значительны, достигая 30—40% от стоимости главы IX сметы А. Сокращение удорожания работ в зимнее время принималось пропорционально уменьшению срока строительства по формуле

$$K_з = K_{з-1}\left(\frac{T_1}{T_i} - 1\right). \qquad (2)$$

Жилищно-культурное строительство и перевозка рабочих. Сокращение сроков строительства связано с увеличением численности рабочих вследствие более значительных объемов строительно-монтажных работ, приходящихся на каждый год и в особенности на год с наибольшим количеством рабочих.

Это обстоятельство требует увеличения затрат на строительство жилых и культурно-бытовых объектов для строителей, а также на перевозку рабочих с места жительства на строительную площадку. Сюда же относятся расходы, зависящие от численности и оплаты рабочих: коммунальное обслуживание, командировки, отчисления и т. п. Стоимость жилищно-бытовых объектов и транспортировки рабочих определялась для i-го варианта пропорционально увеличению количества рабочих, вызываемого увеличением объема строительно-монтажных работ в пиковый год.

Суммируя указанные элементы затрат, связанные с продолжительностью строительства, можно получить общую зависимость стоимости объекта от срока строительства.

Следует отметить еще один важный фактор, увеличивающий стоимость строительства при сокращении его срока. Чем больше годовая концентрация строительно-монтажных работ, тем большие затраты потребуются на приобретение машин и механизмов и в подсобные предприятия. Ввиду недостаточности исходных данных изменение стоимости строительной базы не учитывалось.

Естественно некоторые из перечисленных факторов определены приближенно, но характер их изменения отражает закономерные тенденции в строительстве.

Учет «омертвления» капиталовложений. Распределение капитальных вложений по годам для исходного варианта каждого из рассмотренных объектов взято для методических целей по данным технических отчетов или проектных материалов. В других рассмотренных вариантах со сроком строительства до 6 лет включительно распределение принималось согласно СНиПу ч. III, раздел А, а свыше 6 лет — по соображениям.

Приведение капитальных вложений производилось по формуле сложных процентов для нормы учета фактора времени — 8%, т. е. в соответствии с действующей Типовой методикой определения экономической эффективности капитальных вложений. За базисный год в каждом варианте принят последний год строительства.

Примеры расчета. Методика расчета изменения стоимости в функции от продолжительности строительства приведена в настоящей статье на примере Братской ГЭС имени 50-летия Великого Октября.

Для определения влияния сокращения срока строительства на его стоимость были проведены экономические сравнения нескольких вариантов, отличающихся друг от друга продолжительностью строительства. За исходный принят вариант с наибольшей продолжительностью строительства.

При этом принято условно, что суммарные объемы строительно-монтажных работ в каждом варианте остаются неизменными, а годовая выработка на одного рабочего в исходном варианте распространена на другие варианты сроков строительства[1]. Переменными являются

[1] Фактически удельная выработка при сокращении сроков строительства может несколько возрасти.

приращения капиталовложений и стоимости строительно-монтажных работ по годам и максимальное количество рабочих. Во всех расчетах капиталовложения даны без стоимости водохранилища.

Расчеты произведены для продолжительности строительства 13, 9 и 7 лет. С целью более четкого определения действия различных факторов кривые затрат экстраполированы на некоторое расстояние в обе стороны (рис. 1).

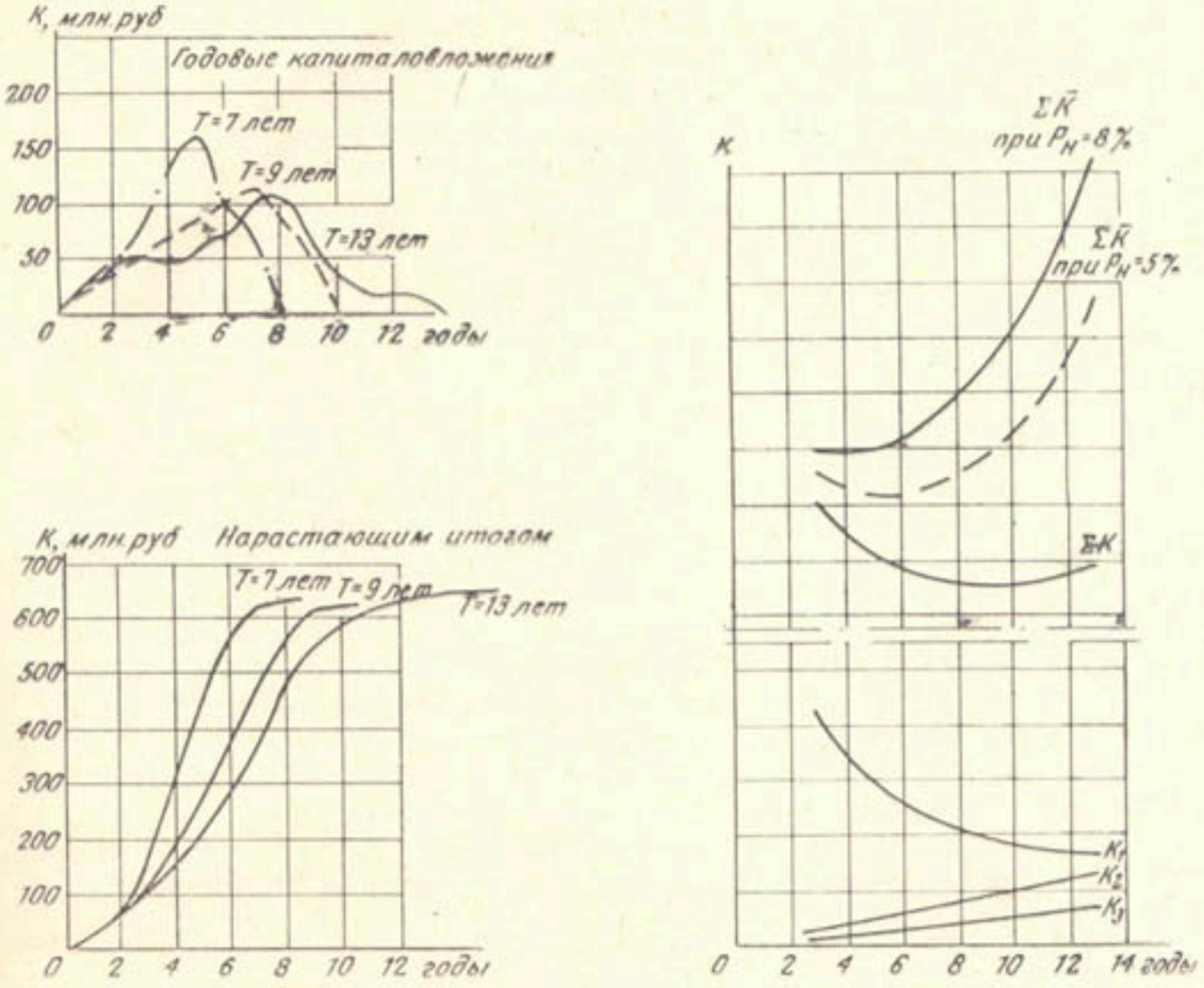


Рис. 1. Капиталовложения в строительство Братского гидроузла:

T — срок строительства; K — капиталовложения; $\overline{K_2}$ — то же, приведенные с учетом фактора времени P_H; K_1 — стоимость жилого поселка и перевозки рабочих; K_2 — стоимость накладных расходов; K_3 — зимнее удорожание работ $\Sigma K = K_1 + K_2 + K_3$.

Для каждого варианта определены стоимость условно-постоянных расходов (при норме накладных расходов 21,5% от стоимости строительно-монтажных работ для $T = 13$ лет, удорожание работ в зимнее время, стоимость жилого поселка и перевозки рабочих, а также суммарные капиталовложения. Результаты расчетов приведены в таблице, где дано изменение стоимости вследствие влияния того или иного фактора при переходе от одного варианта к другому.

Таблица

Изменение стоимости, млн. руб.	Продолжительность строительства, лет		
	5—7	7—9	9—13
Условно-постоянных накладных расходов .	9,4	9,4	18,8
Работ, производимых в зимнее время . .	4,7	4,6	9,6
Жилого поселка и перевозки рабочих . .	—40,0	—17,0	—15,0
Суммарных капиталовложений	—25,9	—3	+13,4
Приведенных суммарных капиталовложений .	23,6	47,1	256,8

На рис. 1 показано распределение капиталовложений по годам строительства и капиталовложения нарастающим итогом, а справа приведен сводный график, на котором внизу показано изменение стоимости отдельных составляющих при разных сроках строительства, а в верхней части — кривые изменения суммарных капиталовложений без приведения и с учетом приведения при норме учета фактора времени 8%.

Из таблицы и рис. 1 видно существенное влияние учета зимнего удорожания работ. При снижении срока строительства с 13 до 9 лет уменьшение капиталовложений составляет 13,4 млн. руб., тогда как без учета этого фактора снижение составило бы 3,8 млн. руб.

При уменьшении срока строительства с 13 до 9 лет наблюдается снижение капиталовложений, так как повышение затрат в жилой поселок с избытком компенсируется уменьшением стоимости накладных расходов и зимнего удорожания. Суммарные капиталовложения достигают минимума при сроке строительства 7—8 лет, после чего наблюдается их повышение.

Особенно резко повышаются капиталовложения при снижении срока строительства ниже 7 лет, что объясняется значительным увеличением стоимости жилого поселка в связи с возросшим пиком объема строительно-монтажных работ и количеством рабочих.

Как видно из рис. 1, превалирующее значение по сравнению с влиянием других факторов имеет учет фактора времени. При учете омертвления капиталовложений характер кривой существенно меняется. Резкое увеличение капиталовложений наблюдается при сроке строительства, превышающем 9 лет. Зона минимальных приведенных капиталовложений смещается влево к минимальному сроку 4—5 лет, если такой срок строительства для Братской ГЭС принять технически реальным.

Так как норма 8% несомненно завышена, то был приведен расчет суммарных приведенных капиталовложений для нормы учета фактора времени 5%. Как видно из рис. 1, в этом случае зона минимального срока строительства лежит в пределах 5—6 лет.

Аналогичные расчеты были проведены еще для трех гидротехнических объектов. Результаты расчетов представлены на рис. 2. Из приве-

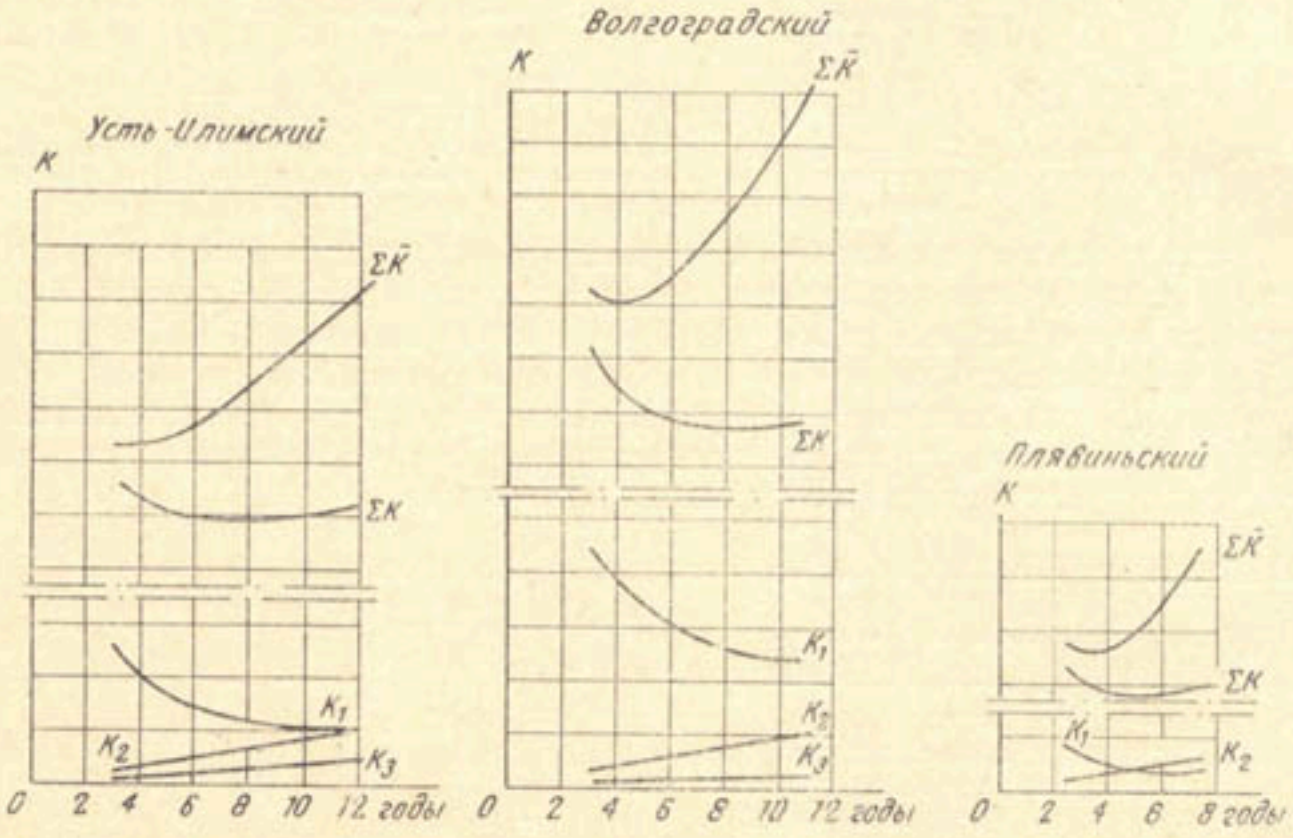


Рис. 2. Нарастающие капиталовложения в строительство гидроузлов (условные обозначения те же, что и на рис. 1).

ленных графиков видно, что характер изменения кривых имеет ту же закономерность. Среди рассмотренных удорожающих и удешевляющих факторов превалирующее значение сохраняется за учетом фактора времени.

Выводы

1. При сокращении сроков строительства в результате совместного действия различных факторов капиталовложения снижаются до определенного срока, затем они начинают увеличиваться. Это связано с наступлением момента, когда концентрация работ в пиковый год строительно-монтажных работ требует значительного увеличения максимального количества рабочих и тогда резкое возрастание стоимости жилых и культурно-бытовых объектов компенсирует такие снижающие стоимость факторы, как накладные расходы и зимнее удорожание.

2. При учете, кроме рассмотренных элементов затрат также переменной производительности строительной базы, механизмов и др. кривые минимума должны переместиться в сторону несколько более продолжительных сроков строительства.

3. Учет разновременности затрат по действующим нормативам показал, что при сокращении продолжительности строительства влияние учета фактора времени превышает влияние удорожающих факторов. Однако с учетом упомянутых затрат в стройбазу и механизмы экономический срок строительства может все же не совпадать с технически минимальным сроком строительства, в особенности в южных районах, где меньше затраты на зимнее удорожание работ.

4. Экономическое сопоставление вариантов с различными сроками строительства гидроузлов должно стать неотъемлемой частью проектов. В конкретных условиях может быть учтен при этом и эффект неодинаковой энергоотдачи при различных сроках строительства.

Раздел второй

ОСНОВЫ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПЛАНА ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

УДК 621.22 : 338.92

Инженер И. А. ТЕРМАН

ПРОБЛЕМЫ ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Предварительная оценка роли гидроэнергетики в будущем была дана нами в 1970 г. [1]. Тогда в итоге рассмотрения общих тенденций развития гидроэнергетики и возможности гидроэнергетического строительства в порайонном разрезе выявилось, что в далекой перспективе мощность гидроэлектростанций может составить порядка 200—250 млн. *квт*, в том числе ГАЭС — 30—40 млн. *квт*, а выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях достигнет порядка 700—750 млрд. *квтч*. Эта работа корреспондировала первому этапу разработки топливно-энергетического баланса.

Сейчас вопрос переводится в плоскость долгосрочного планирования развития гидроэнергетики, что требует не только большей фундаментальности исследования, но и более полной исходной информации. *Изученность* гидроэнергоресурсов и их использование, к сожалению, не на уровне требований, вытекающих из задач *сегодняшнего дня*.

Гидроэнергетические ресурсы. Какова «сырьевая» база гидроэнергетики? В части общей изученности гидроэнергетического потенциала — теоретического и валового поверхностного и речного стока СССР стоит на первом месте, в особенности по разработке теории и методики и по полноте исследований рек страны.

Практическую ценность имеет экономический потенциал гидроэнергии. Как правило, он устанавливается на основе отбора эффективных объектов при разработке схем использования водотоков. По мере накопления новых проектных материалов меняется, растет экономический потенциал.

Оценка экономического потенциала была произведена в 1965 г. на основе накопленных с 1929 г. проектов разных стадий. В итоге этого исследования экономический потенциал гидроэнергии СССР был определен в 1095 млрд. *квтч*, что составляет 28% валового потенциала энер-

[1] Гидроэнергетика СССР в будущем, «Гидротехническое строительство», 1970, № 1.

гии крупных и средних рек страны. Эта весьма ориентировочная оценка приводит в настоящее время к некоторым искаженным представлениям.

Например, по рекам европейской части и Кавказа экономический потенциал гидроэнергии был оценен в 201 млрд. *квтч*. Из них 33% используются на действующих ГЭС, а после пуска строящихся ГЭС процент освоения экономического потенциала возрастет до 42%. Остаются свободными к использованию гидроэнергоресурсы на 116 млрд. *квтч*.

Между тем имеющиеся у нас данные позволяют выдвинуть к строительству в этих районах объектов не более, чем на 50 млрд. *квтч*. Остальные 66 млрд. *квтч*, видимо, относятся отчасти к каскадам, экономичность использования которых до сих пор не была доказана, отчасти — к малым равнинным рекам, использование которых заведомо неэффективно ввиду больших затоплений, отчасти же — к объектам, по той или иной причине не попавшим в поле нашего зрения.

На азиатской части страны имеются обширные районы, по которым гидроэнергетические исследования не проводились вовсе, например, на всем пространстве от Лены — Олекмы до Тихого океана с реками, экономический потенциал энергии которых превышает 100 млрд. *квтч*. Изучены только несколько объектов с суммарной выработкой около 10 млрд. *квтч*.

Даже в таком районе, как Средняя Азия, изучение которого в гидроэнергетическом отношении имеет наибольшую давность, существует разрыв между сделанной оценкой экономического потенциала гидроэнергии — 146 млрд. *квтч* и современными воззрениями о возможных объектах гидроэнергостроительства—около 110—120 млрд. *квтч*, включая действующие и уже строящиеся ГЭС. Отсюда вытекает необходимость проведения работ по уточнению экономического потенциала гидроэнергии. Эта работа должна быть выполнена в ближайшие 2—3 года. Как это сделать? О разработке схем использования неизученных рек и уточнении устаревших схем речи быть не может — это не по силам и не по средствам. К задаче необходимо подойти творчески, методом широких обобщений, аналогов, районирования и т. п. Накоплен огромный материал по гидротехнической изученности территории, по ее естественно-историческому районированию. При этом потребуется провести некоторые работы по корректировке схем использования отдельных рек, которые будут приняты в качестве своего рода эталонов. В этих же целях возможно потребуется разработать «рабочие гипотезы» использования отдельных рек.

По завершении этих работ надо будет произвести переучет экономического потенциала гидроэнергии; при этом следует учесть, что он динамичен по своему характеру и зависит от экономической конъюнктуры. Необходимо произвести оценку возможных экономических сдвигов в перспективе. На величину экономического потенциала гидроэнергии рек Южного склона страны окажет некоторое влияние отбор воды на орошение.

Экономический потенциал должен быть подсчитан для нескольких, хотя бы двух, уровней развития экономики страны, например, на 1985 г. и на 2000 г. Исходные экономические предпосылки, определяющие эффективность гидроэнергетики на разных уровнях развития народного хозяйства, а, следовательно, и величина экономического потенциала гидроэнергии будут различны. Поэтому необходимо организовать, помимо гидротехнических, специальные экономические исследования.

Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов. Гидроэнергетика в СССР была ведущим компонентом в комплексном использовании водных ресурсов. Оно всегда осуществлялось с учетом возможности развития ирригации, транспортной реконструкции реки,

уменьшения угрозы или полного предотвращения катастрофических наводнений, а также с учетом прочих водохозяйственных мероприятий.

Без гидроэнергетического строительства неосуществимыми были бы эти мероприятия. В девятой и десятой пятилетках будут в основном завершены работы по строительству многих комплексных гидроузлов.

Не следует делать вывод, что все комплексные объекты будут исчерпаны к 1980 г. Комплексность сохранится для гидротехнического строительства на Вахше, Днестре, Енисее, для объектов гидростроительства в бассейне Амура, где почти каждое водохранилище явится каким-то, пусть незначительным, вкладом в дело борьбы с наводнением и др. Условно можно назвать каждую ГЭС комплексной, поскольку ее подпорные сооружения стабилизируют в какой-то степени уровни воды, тем самым облегчая решение многих хозяйственных задач. Но комплексность такого рода не будет решающей при определении судьбы и эффективности гидроэнергетики за пределами 1980 г. На территории европейской части страны будут сооружаться водохранилища на равнинных малых и средних реках. Прототипом их могут служить запроектированные за последнее время водохранилища: Белгородское на Северском Донце с напором 9 *м*, регулирующей емкостью 68 млн. $м^3$, Владимирское на Десне с напором 12 *м* и регулирующей емкостью 350 млн. $м^3$, Курское на Тускаре с напором 9 *м* полезной емкостью 82 млн. $м^3$.

Попытка использовать энергетический перепад, создаваемый гидроузлами этих водохранилищ, не увенчалась успехом. К примеру, при Владимирском водохранилище была запроектирована ГЭС мощностью 2,5 *Мвт* с выработкой 12 млн. *квтч* при достаточно высокой гарантийной мощности 0,7 *Мвт*. Экономически, однако, целесообразность строительства этой ГЭС не подтвердилась. В отдельных случаях будет достигнуто и благоприятное решение, но это не является генеральным направлением в развитии гидроэнергетики. Если даже допустить, что в предстоящие 30 лет ежегодно будут вводиться в среднем по 10 водохранилищ типа Владимирского и при каждом из них будет построена ГЭС, то в итоге будет получено около 3 млрд. *квтч*.

При рассмотрении гидроэнергетики будущего неизбежна проблема использования большого гидроэнергетического потенциала наших пограничных рек, где ресурсы СССР равны 50%.

Технический прогресс. Как бы благоприятны ни были предпосылки для развития гидроэнергетики, но в конечном счете все определяется экономикой. Гидроэнергетика характеризуется несложной схемой технологии производства. Она останется неизменной и в будущем. При высоком энергетическом совершенстве оборудования технический прогресс проявится в основном в улучшении конструкции сооружений, которые занимают в основных производственных фондах ГЭС свыше 70% и в совершенствовании процесса строительства. Уровень проектных, в частности, конструктивных решений достаточно высок. Практика же организации и производства работ оставляет желать лучшего.

Методы организации и производства работ в гидротехническом строительстве у нас принципиально подобны США. В обоих случаях — стремление ко всемерной механизации. Но по совершенству организации строительства, уровню технического оснащения строительства, решению вопросов материального снабжения и финансирования мы все еще отстаем. Отсюда у нас более низкая производительность труда, затяжка строительства и соответственно более высокий относительный уровень затрат. Это не органический порок. Волжская ГЭС имени В. И. Ленина была пущена на шестой год строительства, в нормативный срок были пущены Каховская, Кременчугская, Плявиньская ГЭС имени В. И. Ленина и др.

Все это подтверждает, что в гидротехническом строительстве имеются резервы для повышения эффективности в будущем за счет выхода полностью на современный уровень техники и организации строительства.

При разработке долгосрочного прогноза следует также учесть эффект от внедрения в дальнейшем в практику проектирования, строительства и эксплуатации новейших достижений науки и технического прогресса. Необходимо выявить соответствующие тенденции для отдаленных уровней развития гидроэнергетики. Все это относится не только к ГЭС, но и к другим видам электростанций, однако для ГЭС это приобретает особое значение в связи с большой долей сооружений в фондах.

Задача заключается в объективном учете фактора технического прогресса в экономике ГЭС, дифференциации его во времени без отрыва от общего технического уровня капитального строительства в стране на рассматриваемых этапах развития гидроэнергетики.

Нормативы эффективности. Как сейчас, так и в дальнейшем основным критерием для экономической оценки гидроэнергетического строительства останется сравнительная эффективность. Могут измениться лишь нормативы. Этот вопрос является решающим для судеб гидроэнергетики в связи с ее большой капиталоемкостью. Следовательно, разработке прогноза развития гидроэнергетики должно предшествовать исследование возможных или вероятных тенденций и предпосылок изменения основных расчетных нормативов эффективности и разновременности на разных этапах развития экономики страны. Задача осложняется тем, что к настоящему времени накоплен большой дискуссионный материал по этому вопросу, но отсутствуют достаточные теоретические исследования. Не исключена вероятность вариантных решений о величине нормативов.

Инфраструктура. Гидроэнергетическое строительство в наших условиях сопровождается созданием многочисленных объектов инфраструктуры, наличие которых способствует в период строительства и после его окончания хозяйственному развитию старых и освоению новых районов.

Созданные в период строительства транспортные сооружения и коммуникации, линии электропередач и связи, освоение и благоустройство территории и возникновение самой ГЭС как источника электроэнергии остаются постоянно действующими факторами регионального развития экономики. Эффективность возрастает еще в связи с тем, что после завершения работ по ГЭС остаются производственные фонды капитального строительства: стройбаза, карьеры, заводы, оборудование и т. п., которые используются для развития местной промышленности.

Гидротехническое строительство почти повсеместно осуществляет значительный вклад в так называемую социальную инфраструктуру. Строительство благоустроенных жилищ с объектами коммунального хозяйства, культуры, здравоохранения и др. не только создает благоприятные условия для нормальной жизни человека, но и способствует привлечению рабочей силы, что особенно важно для новых районов.

Значение инфраструктурного наследия, получаемого от гидроэнергетического строительства, бесспорно будет возрастать в дальнейшем. Полная оценка его при определении эффективности ГЭС до сих пор еще не производится. Нужны соответствующие исследования.

Экология. На современном этапе развития промышленности и сельского хозяйства воздействие деятельности человека на окружающую природную среду настолько велико, что возможны резкие нарушения в

установившейся экологической системе. Возросло внимание к вопросам охраны природы и настороженность к объектам крупного капитального строительства, в особенности к объектам гидротехнического строительства.

В отличие от других видов электростанций ГЭС не загрязняют ни атмосферу, ни подземные и поверхностные воды, ни территорию. Но возведение преграждающих реку сооружений, создание водохранилищ и регулирование стока вносит изменения в природный комплекс. До последнего времени учитывались лишь последствия от указанных мероприятий в рыбное хозяйство и физико-динамические процессы в береговой полосе водохранилища.

Опыт показывает, что в большинстве случаев гидротехническое строительство можно полностью сочетать с рациональным использованием «ресурсов среды». К тому же относительная величина площади затоплений в гидроэнергетическом строительстве будущего резко снижается. В проектах водохранилищ должны быть более полно охвачены исследованиями вопросы биологического комплекса в целях выявления мероприятий по обеспечению оптимального взаимодействия между вновь создаваемыми объектами и средой как единой экологической системой.

В долгосрочном прогнозе нельзя обойти эти вопросы. Видимо, требуется дать их характеристику на основе нескольких наиболее типичных примеров.

Затопления и земфонд. Создание водохранилищ сопряжено со значительными отчуждениями земли. В каждом отдельном проекте выявляются необходимые мероприятия, позволяющие оградить при этом интересы населения и избежать потерь в народном хозяйстве. Целесообразность и эффективность создания водохранилища подтверждается специальными экономическими расчетами. Несмотря на это, довольно широко распространен взгляд, что затопление земель под водохранилище приводит к потере «природного ресурса». Тем самым как бы допускается, что земля может использоваться только под сельское хозяйство и игнорируется, что она рационально и экономично может быть использована в отдельных случаях и под водохранилище.

Назрела необходимость в специальном научном исследовании о методах сопоставительных оценок народнохозяйственной эффективности использования земель для различных сельскохозяйственных и иных целей.

Наряду с этим должно быть отмечено, что при прочих равных условиях деривационный вариант гидроэлектростанции на несудоходной реке имеет преимущество перед приплотинным. Многие прежние схемы использования должны быть пересмотрены для выявления целесообразности создания каскадов гидроэлектростанций на равнинных и крупных горных реках с меньшими напорами, а следовательно, и меньшими затоплениями.

Охрана гидроэнергетических ресурсов. Как бы ни был убедителен долгосрочный прогноз, он может оказаться нереальным, если не будут осуществлены мероприятия по охране гидроэнергетических ресурсов.

Сейчас, в связи с интенсивным развитием производительных сил, происходит усиленный процесс освоения территорий под промышленное и городское строительство. Если не предусмотреть специальных ограничений, то может оказаться, что прогнозируемое гидротехническое строительство станет неосуществимым из-за освоения капитальным строительством участка долины реки, намечавшегося ранее к гидроэнергетическому использованию.

Следует отметить, что в существующей практике технико-экономического обоснования отдельных объектов гидроэнергетического строительства заложен элемент недоучета ценности для народного хозяйства гидроэнергетического ресурса.

Логика расчетов такова: если ГЭС не эффективна, то она как объект (ресурс) выпадает из поля зрения и, в конечном итоге, ресурс будет потерян. Хотя в дальнейшем может оказаться, что экономические оценки или технические решения изменились в сторону, благоприятствующую возведению данной ГЭС, но она уже не осуществима из-за застройки долины. И эта проблема должна получить освещение в материалах долгосрочного прогноза.

УДК 621.22.003.1

Инженеры Р. П. БОЧКОВА, Н. М. ЖУКОВЕЦ, Л. Ф. ХУДОЯРОВА и кандидат технических наук Б. Л. ЭРЛИХМАН

ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ГИДРОРЕСУРСОВ

Исходные положения. Скорейшее создание материально-технической базы коммунизма требует вовлечения в промышленное использование в первую очередь наиболее эффективных природных ресурсов. К таким ресурсам (к тому же постоянно воспроизводимым природой) принадлежит гидроэнергия. Она заменяет топливо, а ее использование почти не требует затрат труда в период эксплуатации ГЭС. Энергетические ресурсы крупных и средних рек нашей страны составляют около 3,3 трилл. *квтч/год,* из которых технически может быть получено не менее 2,1 трилл. *квтч/год*. Указанный потенциал определен с большей точностью, чем запасы других природных ресурсов и запасы топлива.

Вместе с тем, практическое значение для народного хозяйства имеют не общие и технически достижимые размеры выработки гидроэнергии, а лишь та доля ресурсов, которая может быть эффективно использована в народном хозяйстве, т. е. **экономический гидропотенциал**. Это понятие имеет отнюдь не академическое значение. Длительный период изысканий, проектирования, строительства и освоения гидросооружений и предотвращение застройки будущих акваторий требуют заблаговременного учета тех створов ГЭС, которые понадобится строить через 10—20 лет и более. А народное хозяйство и энергетика должны планироваться при достоверном и обеспеченном участии гидроэнергетики в требуемой энергии и мощности новых энергоисточников.

Из определения экономического потенциала следует, что он меняется во времени. Подсчитанная в начале 60-х годов величина экономического потенциала гидроэнергии порядка 1,1 трилл. *квтч* [Л. 1, 2] должена быть уточнена в настоящее время в связи с новыми задачами развития энергетики СССР, хозяйственным освоением территорий, новыми требованиями водного хозяйства к регулированию стока и изменяющимися экономическими пропорциями.

Каковы же факторы, определяющие величину потенциала в том или ином районе? К ним нужно отнести, прежде всего, **водохозяйственные**,

геологические и **строительные** предпосылки, определяющие возможное строительство новых гидроустановок. В настоящее время на стадии проектов и схем обследовано около 1400 более или менее крупных гидроузлов почти на 300 реках СССР. Их техническая изученность все еще недостаточна.

Немаловажным фактором является и **возможное использование мощности ГЭС в электрических графиках нагрузки энергосистем.** Чем более значительны будут темпы роста электрических максимумов энергосистем, интенсивнее концентрация энергопотребления, а главное — значительнее пиковые нагрузки и потребность энергосистем в маневренной мощности, тем большая мощность ГЭС может быть эффективно поглощена народным хозяйством.

Энергетический эффект ГЭС отчетливо подразделяется на эффект **по генерирующей мощности и энергии,** определяющей экономию топлива. Изменение условий топливоснабжения и напряженность топливного баланса в основных районах СССР, очевидно, будут непосредственно влиять на ценность гидроэнергии и размеры ее целесообразного использования.

Последним по счету, но не по важности, выступает **экономический** фактор, т. е. относительная стоимость гидростроительства, доля затрат, относимая на энергетику, а также стоимость ТЭС и топлива, составляющих альтернативу использования ГЭС. В рассматриваемом факторе синтезируется **экономическая оценка единовременных и эксплуатационных затрат и критериев эффективности,** в конечном счете определяющих тот перечень объектов гидроэнергостроительства, который может считаться экономически оправданным [Л. 3, 4].

Электрические нагрузки и требования энергосистем. Масштаб и режим электропотребления определяют возможность и актуальность использования ГЭС, а также их функции в энергосистеме и экономическую эффективность.

Развитие централизации электроснабжения в послевоенные годы создало почти повсеместно широкие возможности использования ГЭС и определило новые требования к их функциям и регулированию. В европейской части страны особенно заметна трансформация ГЭС из полубазисных в пиковые и вовлечение в зону экономичных ряда периферийных водотоков Кавказа и Северо-Запада.

Все же дальнейшая оценка используемых гидроресурсов зависит от роста максимумов нагрузки энергосистем и их пиковой зоны, а также необходимости выравнивания режимов работы ТЭС и АЭС и создания резервов. Здесь еще много неясного.

На рис. 1 показана зона пиковой суточной работы ГЭС по основным энергосистемам страны. Из рис. 1 видно, что при наиболее вероятном развитии энергосистем имеются значительные возможности использования ГЭС **в пиковой зоне графика** почти во всех районах европейской части СССР, Средней Азии и Казахстана. В Центральной Сибири определяющим будет другой фактор — возможность освоения общей и гарантированной **энергоотдачи** ГЭС.

Расчеты показали, что в энергосистемах европейской части СССР удельный вес мощности ГЭС может быть сохранен на уровне 15%, а число часов использования ГЭС будет снижаться с 3800 в 1970 г. до 3000 в перспективе. Кроме того, здесь может быть использована значительная мощность ГАЭС (8—9 млн. *квт*). В районах Средней Азии и Центральной Сибири удельный вес мощности ГЭС сохранится на уровне 30%.

Таким образом, условия реализации мощностного эффекта не ограничивают заметным образом использование экономического потенциала гидроэнергии.

Топливный баланс и хозяйственное освоение районов. Комплексные требования. Одним из определяющих факторов степени ис-

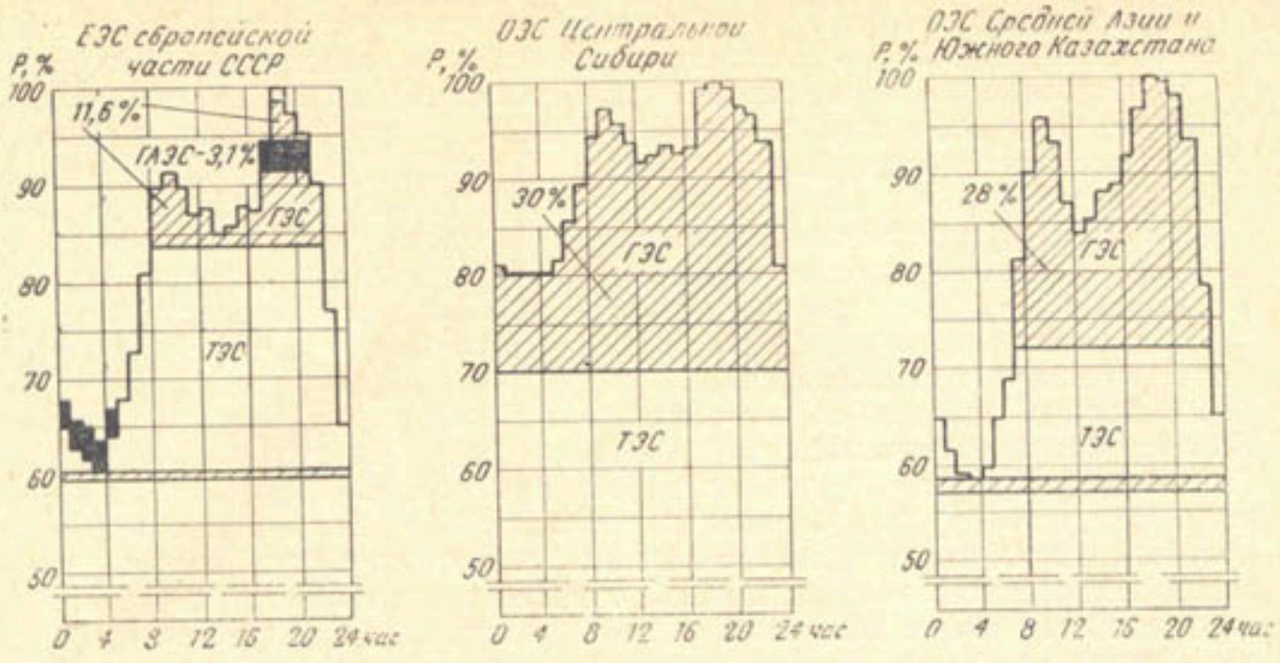


Рис. 1. Удельный вес ГЭС в покрытии пиковой части графиков нагрузки основных энергосистем СССР.

пользования гидроэнергоресурсов является обеспеченность энергетическим **топливом** в районе, а также качество и экономика топливных ресурсов.

В энергетической базе отдельных стран и районов отчетливо выделяются зоны, обеспеченные или избыточные по топливу, и зоны, импортирующие топливо и энергию. Отмечается почти всюду **рост напряженности покрытия топливного баланса** в странах Западной Европы и некоторых странах Азии и Африки.

В СССР также представлены зоны с различной обеспеченностью энергоресурсами. Богатейшие топливные ресурсы сосредоточены в азиатской части СССР, где с ними соседствуют и районы с высокоэффективными гидроресурсами (Центральная Сибирь, Дальневосточный край и др.). В европейской части страны в качестве гидроэнергетических выделились районы Северо-Запада и Кавказа. Зоны местных угольных бассейнов становятся все более дефицитными по топливу. Уже в настоящее время около $^1/_8$ энергетического топлива ввозится в европейскую часть СССР с востока, а в перспективе эта доля возрастет до $^1/_5$. Углубление шахтной добычи и рост затрат на транспорт топлива влияют на **стабилизацию или удорожание затрат по топливу.**

В районах Сибири и Дальневосточного края использование топлива связано с освоением новых бассейнов и транспортом топлива и энергии на большие расстояния. Тот же вывод по Средней Азии относится к использованию газа.

Итак, проблема топливоснабжения будет в перспективе все более сложной, а высокие замыкающие затраты по энергетическому топливу вряд ли могут быть снижены в ближайшие десятилетия (европейская часть СССР).

Экономика топлива влияет на **повышение экономического потенциала гидроэнергии.** Как показывают исследования перспективного топливно-энергетического баланса, в европейской части страны замыкающим останется местное (большей частью донецкое) топливо даже при широком развитии передачи электроэнергии из Сибири и использовании атомной энергии. В районах Средней Азии замыкающие затраты на топливо превышают затраты по природному газу на величину дополнительных затрат по освоению в потребляющих районах вместо газа местного топлива. Лишь в Центральной Сибири затраты на топливо определяют сравнительно скромный топливный эффект ГЭС.

В последних районах и особенно в пионерных районах Севера и Северо-Востока важным фактором повышения гидропотенциала является **хозяйственное освоение территорий.** Это относится к районам Вилюя, Колымы, Бодайбо, Норильска и др., а в дальнейшем — к ряду районов Дальневосточного края, Верхнего Енисея, Алтая и др.

Существенное влияние на использование гидропотенциала окажут **комплексные нужды водного хозяйства.** Обострение проблемы водообеспечения является повсеместным. Однако в ряде районов с равнинным рельефом и дефицитом воды будут использованы местные водоисточники, подземные воды и переброска стока, что окажет небольшое влияние на использование гидроэнергии.

В горных районах со значительными перепадами (Средняя Азия, Кавказ, Дальневосточный край) комплексные нужды орошения и борьба с паводками уже обусловили первоочередное использование гидроэнергоресурсов (Кубань, Нарын, Вахш, Зея). И в дальнейшем те же нужды, а также водоснабжение и водный транспорт будут влиять на использование гидроэнергии там, где она самостоятельно не в состоянии оправдать затраты в гидроузлы и водохранилища (Днестр, Тисса, Терек, Амударья, Иман, Иртыш, бассейны Волги, Днепра, Камы и др.).

Технико-экономические показатели ГЭС. Общее представление о затратах в гидротехническое строительство можно получить на основе удельных капиталовложений и себестоимости энергии.

Эти показатели детально определяются в проектах ГЭС и тем более достоверны, чем полнее выполнены изыскания и проектирование по тому или иному строящемуся объекту. Для подавляющего большинства прогнозируемых ГЭС имеются лишь обзорные записки или схематические проекты, что дает лишь ориентировочное представление о стоимости будущих ГЭС.

Отсюда целесообразность использования для прогноза **косвенных** методов экономического анализа, основанных на учете технических и организационных сдвигов в строительстве и освоении ГЭС, изменения уровня цен и др.

Проведенный Гидропроектом вместе с другими организациями анализ технических и организационных сдвигов в гидроэнергостроительстве установил тенденции к дальнейшему техническому прогрессу в типах и конструкциях гидросооружений, материалах и оборудовании. Особенно значительны возможности в области комплексной механизации и лучшей организации строительного процесса, повышения производительности труда, а также в сокращении сроков строительства.

Перечисленные факторы отражаются в конечном счете на **средних удельных капиталовложениях,** которые были вычислены по статистическим данным за период с 1956 по 1970 гг. Величина средних капитальных затрат несколько меняется в зависимости от группировки исходных данных о капиталовложениях и вводе мощности ГЭС. Ввиду длительности рассмотренного периода было учтено суммарное финансирование на прирост мощности по пятилетиям. В расчет вошли затраты как по вводимым, так и по заделным ГЭС.

На рис. 2 приведена динамика средних удельных капиталовложений, свидетельствующая о снижении этого показателя. На том же рисунке дана некоторая экстраполяция этой кривой в вариантах медленного (внизу) и быстрого дальнейшего финансирования гидростроительства. В последнем случае кривая удельных затрат стабилизируется, что отражает растущий задел.

На некоторое повышение эффективности гидростроительства в будущем может оказать влияние также сокращение сроков строительства ГЭС, а в районах, хозяйственно освоенных с быстрым ростом энергосистем,— также уменьшение сроков освоения мощности и энергии ГЭС. В противоположном направлении будет действовать перемещение гид-

ростроительства в пионерные районы Севера и сооружение емких водохранилищ с длительным наполнением.

Самостоятельное значение при анализе включаемых в использование гидроресурсов имеет динамика **общего финансирования** гидростроительства, которая имеет большую инерцию и не может быть резко изменена в короткие сроки.

На рис. 2 показаны возможные варианты финансирования после 1980 г. в предположениях финансирования, соответствующего средним темпам роста национального дохода и финансирования народного хозяйства в целом, и при минимальных темпах роста капитальных вложений в гидростроительство, близких к отчетным (по 6—6,5% за пятилетие). Как видно из рисунка, возможное расхождение темпов финансирования, а следовательно, роста использования потенциала гидроресурсов, весьма значительно.

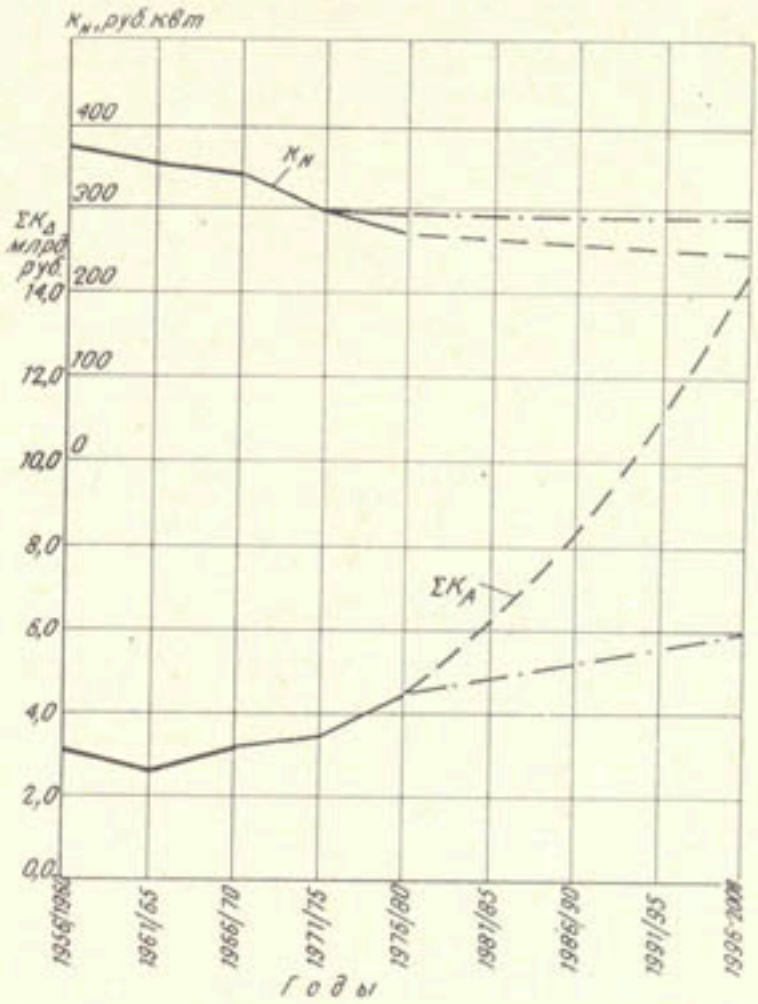


Рис. 2. Динамика удельных капитальных затрат (на прирост мощности) и общего финансирования гидростроительства (по разделу «А»).

Допустимые капиталовложения в ГЭС. Отнесение тех или иных потенциальных гидроресурсов к разряду экономичных базируется на предпочтительности их использования в сравнении с альтернативными энергоисточниками. Чтобы квалифицировать потенциальные створы ГЭС как экономичные, необходимо определить зону допустимых значений удельных капиталовложений в ГЭС при вариации экономических критериев и нормативов расчета.

В соответствии с действующей Типовой методикой АН СССР (1969 г.) сравнительная экономическая эффективность определяется на основе приведенных затрат или срока окупаемости T (коэффициента эффективности $\text{э} = \frac{1}{T}$)

$$T = \frac{1}{\text{э}} = \frac{K_{\text{ГЭС}} - (K_{\text{ТЭС}} + K_{\text{топ}})}{(u_{\text{ТЭС}} + u_{\text{топ}}) - u_{\text{ГЭС}}} \leqslant T_{\text{н}}, \qquad (1)$$

где K, u — капиталовложения и издержки.

Указанное выражение относится к сравнению ГЭС с альтернативными вариантами. Но, как известно, значительная часть наших гидроузлов и водохранилищ, являющихся основой для сооружения ГЭС, имеет комплексное значение. Удельный вес затрат, относимых на другие отрасли комплекса, кроме энергетики, колеблется в значительных пределах и в среднем составляет около 20%. Для перспективных гидроузлов этот процент, возможно, понизится и будет варьироваться по районам.

Пользуясь выражением (1), можно получить вывод об экономической оправданности сооружения проектируемой ГЭС.

Задача обоснования **совокупности** возможных к сооружению в различные сроки ГЭС требует обобщенного решения уравнения (1) относительно показателя $K_{\text{гэс}}$ $\left(\text{или } K_N^{\text{гэс}} = \frac{K_{\text{гэс}}}{N}\right)$ для целесообразной вариации основных факторов расчета. При этом должны быть приняты не конкретные, а осредненные нормативы затрат и оценки эффекта и нормативное значение $T_н = 8{,}3$ года $(E_н = 0{,}12)$.

Для учета различных сроков строительства и освоения (t) проектной мощности ГЭС и ТЭС определяются так называемые «приведенные» значения затрат с учетом фактора времени по выражению

$$\overline{K} = K_0 \rho, \tag{2}$$

где $$\rho = (1 + p_н)^t.$$

Формулу (1) можно преобразовать так:

$$\overline{T}_н = \frac{\rho_{\text{гэс}} K_{\text{гэс}} - (\rho_{\text{тэс}} K_{\text{тэс}} + \rho_{\text{топ}} K_{\text{топ}})}{(u_{\text{тэс}} + u_{\text{топ}}) - u_{\text{гэс}}}, \tag{3}$$

где $\left.\begin{matrix}\rho_{\text{гэс}}\\ \rho_{\text{тэс}}\\ \rho_{\text{топ}}\end{matrix}\right\}$ — коэффициенты, учитывающие сроки строительства и освоения ГЭС, ТЭС и топливных баз.

Коэффициенты $\rho_{\text{гэс}}$ и $\rho_{\text{топ}}$ могут быть найдены, исходя из календарного распределения затрат по проектам или СНиПу.

Приведем выражения для значений показателей, входящих в формулу (3),

$$u_{\text{гэс}} = p_{\text{гэс}} K_{\text{гэс}};$$

$$K_{\text{тэс}} = K_N^{\text{тэс}} N_{\text{зам}} + b\, Э_{\text{зам}}\, K_{\text{топ}} = K_N^{\text{тэс}} N_{\text{зам}} + b\, N_{\text{зам}}\, hl\, K_{\text{топ}};$$

$$N_{\text{зам}} = \alpha N_{\text{исп}} = \alpha\beta N;$$

$$u_{\text{тэс}} = u_N N_{\text{зам}} + u_э = p_{\text{тэс}} K_N^{\text{тэс}} N_{\text{зам}} + b\, N_{\text{зам}}\, hl\, u_{\text{топ}}.$$

Подставляя эти выражения в формулу (3) и преобразуя, получаем

$$K_N^{\text{гэс}} = \frac{\alpha\beta\,[K_N^{\text{тэс}}(p_{\text{тэс}} T_н + \rho_{\text{тэс}})] + bhl\,(T_н u_{\text{топ}} + \rho_{\text{топ}} K_{\text{топ}})}{1 + p_{\text{гэс}} T_н}.$$

где $\overline{K}_N^{\text{гэс}} = \frac{\overline{K}_{\text{гэс}}}{N_{\text{гэс}}}$ — приведенные удельные капиталовложения в ГЭС;

α, l — коэффициенты эквивалентности мощности и энергии ГЭС и ТЭС;

β — коэффициент располагаемой мощности ГЭС;

$K_N^{\text{тэс}}$ — удельные капиталовложения в заменяемую ТЭС;

$K_{\text{топ}}$ — то же, в топливную базу;

$p_{\text{тэс}}$ — постоянные издержки по заменяемым ТЭС;

$p_{\text{тэс}}$ — то же, по ГЭС;

b — удельная экономия топлива.

Для перехода от так называемых **приведенных** капиталовложений на 1 *квт* мощности ГЭС к **фактически** допустимым можно использовать соотношение

$$K_N^{\text{гэс}} = \frac{K_N^{\text{гэс}}}{\rho_{\text{гэс}}}.$$

Коэффициент $\rho_{\text{гэс}}$ учитывает фактор времени за сроки строительства и освоения, т. е. $\rho_{\text{гэс}} = \rho_{\text{гэс}}^{\text{стр}} \cdot \rho_{\text{гэс}}^{\text{осв}} \cdot \rho_{\text{гэс}}^{\text{осв}}$ по проектным материалам ряда гидроузлов колеблется примерно от 1,05 до 1,15.

Так как понятие экономического потенциала гидроресурсов охватывает длительную перспективу, то необходимо учесть динамику развития экономики страны. Рост органического состава фондов и доли I подразделения, рост ресурсов накопления и обострение баланса трудовых ресурсов — все эти тенденции будут влиять на **снижение норматива эффективности** $E_н$ и необходимость **более полного учета затрат живого труда** при оценке объектов гидроэнергостроительства.

Разработанная нами [Л. 4] формула допустимых затрат, учитывающая указанные факторы, может быть представлена выражением

$$K_N^{\text{ГЭС}} = \frac{\alpha(1+\nu)\,\rho_{\text{ТЭС}} K_N^{\text{ТЭС}} + (1+\nu)\,hb\,\rho_{\text{топ}} K_{\text{топ}} + \dots}{\rho_{\text{ГЭС}}(1+\nu)\left[(1+\mu_{\text{ГЭС}})p_{\text{ГЭС}} - p^p_{\text{ГЭС}}\right] T_p} \dots$$

$$\dots \frac{+\left\{\left[(1+\mu_{\text{ТЭС}})p_{\text{ТЭС}} - p^p_{\text{ТЭС}}\right] K_N^{\text{ТЭС}} + hb\left[(1+\mu_{\text{топ}})\,u_{\text{топ}} - p^p_{\text{топ}} K_{\text{топ}}\right]\right\} T_p}{\rho_{\text{ГЭС}}(1+\nu) + \left[(1+\mu_{\text{ГЭС}})\,p_{\text{ГЭС}} - p^p_{\text{ГЭС}}\right] T_p}, \qquad (6)$$

где ν — удельный вес зарплаты в себестоимости; μ — то же, в капиталовложениях; $и^p$ — доля издержек на реновацию; T^p — расчетный срок, равный среднему сроку воспроизводства в народном хозяйстве.

Кривые допустимых капиталовложений для основных районов были определены на основе расчетов по формулам (4) и (6). В качестве исходных были приняты данные Теплоэлектропроекта по стоимости заменяемых ТЭС. Учтены коэффициенты эквивалентности мощности и энергии ГЭС и ТЭС. Ввиду различных нормативов стоимости топлива в расчетах рассмотрены варианты дорогого и дешевого топлива.

На рис. 3 и 4 приведены кривые допустимых капиталовложений в

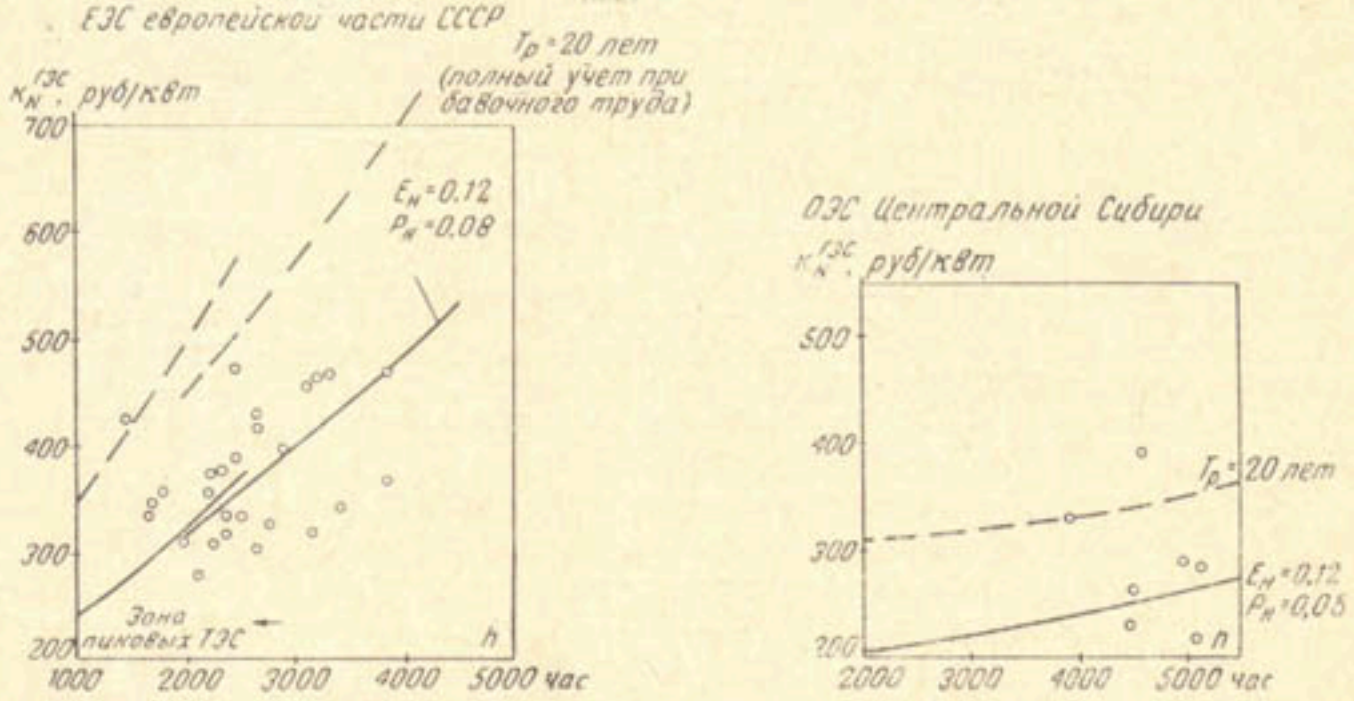


Рис. 3. Экономически допустимые капиталовложения на строительство ГЭС. Точками обозначены удельные капиталовложения по ряду строящихся и проектируемых ГЭС.

ГЭС для основных экономических районов. На рис. 3 нанесены значения удельных капиталовложений по ряду строящихся и проектируемых ГЭС. Как видно из этих рисунков, снижение норматива эффективности позволяет повысить зону допустимых затрат на 30—35%, что значительно раздвигает зону экономического гидропотенциала.

На рис. 4 показано влияние стоимости заменяемого топлива на величину допустимых затрат по ГЭС. В варианте с более дешевым топливом допустимые затраты по ГЭС для европейской части страны снижаются в среднем на 23—25%. Для районов Центральной Сибири это

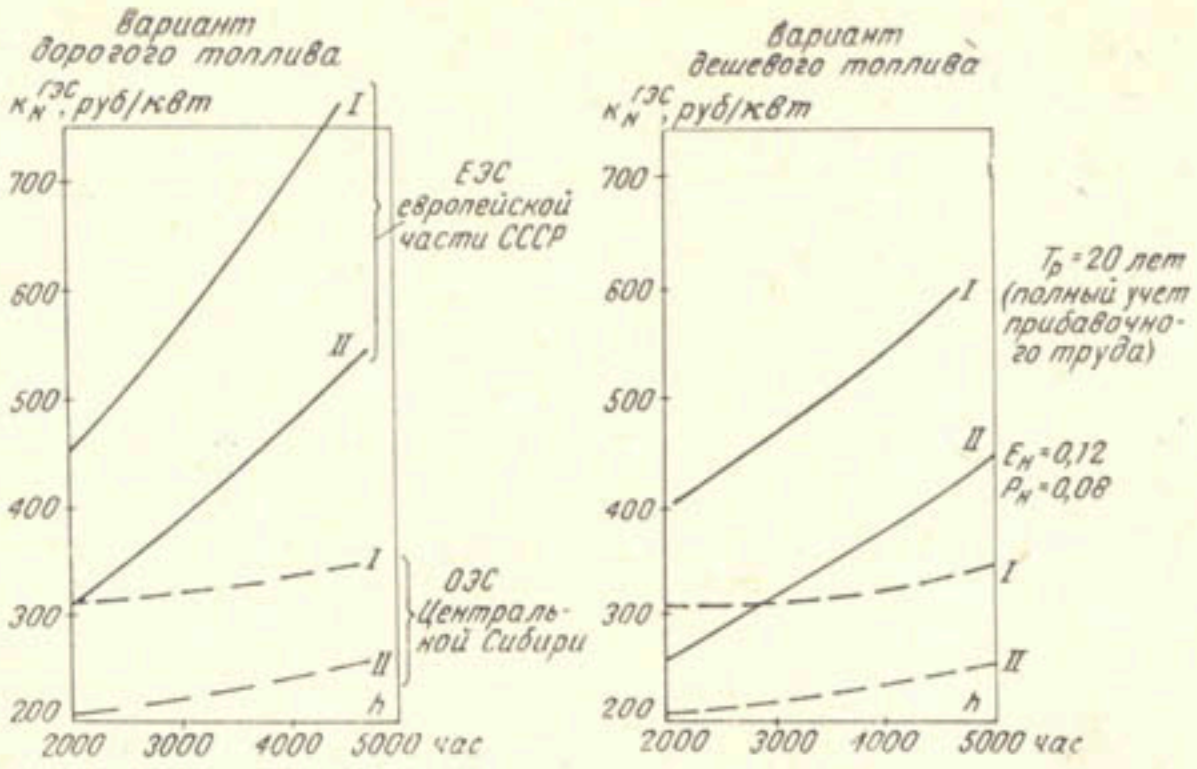


Рис. 4. Влияние затрат на топливо, числа часов использования и критерия экономичности на допустимые капиталовложения в ГЭС.

снижение незначительно ввиду низкой стоимости заменяемого топлива. Очевидно, сравнение допустимых и фактических затрат по ГЭС (см. рис. 3) при наличии большого числа достоверных данных о капиталовложениях по проектирумым ГЭС позволило бы с известным приближением решить поставленную задачу оценки гидропотенциала.

Учет совокупного влияния рассмотренных факторов и уточнение на этой основе экономического потенциала гидроресурсов по отдельным районами и СССР в целом требуют дальнейших исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетические ресурсы СССР, т. Гидроэнергетические ресурсы, изд-во «Наука», 1967.

2. Терман И. А., Перспективы освоения уникальных гидроэнергоресурсов Ангары и Енисея, «Гидротехническое строительство», 1971, № 1.

3. Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов СССР (под редакцией профессора П. С. Непорожнего), изд-во «Энергия», 1970.

4. Эрлихман Б. Л., Экономическая эффективность перспективного гидроэнергетического строительства, «Энергетическое строительство», 1971, № 1.

УДК 338.98.42 : 621.311.21

Кандидат экономических наук Г. О. ЛЕВИТ

К ПРОГНОЗУ ОСНОВНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГЭС НА ПЕРСПЕКТИВУ[1]

Для определения оптимальных технико-экономических показателей ГЭС, ТЭС и других компонентов водохозяйственного комплекса на перспективу необходимо выявить закономерность их динамики с учетом факторов научно-технического прогресса. Основой решения этой задачи

[1] Статья публикуется в порядке обсуждения.

является выявление исходной технико-экономической информации по фактической народнохозяйственной эффективности возможно большего числа действующих объектов.

К числу основных показателей, характеризующих фактическую эффективность действующих объектов, можно отнести показатели производительности труда, фондовооруженности, фондоиспользования с учетом лага [1], рентабельности и срока окупаемости капитальных вложений.

Степень обоснованности и объективности перечисленных показателей в значительной степени определяется величиной периода эксплуатации. При малом сроке эксплуатации возможно влияние случайных факторов (водности лет, характера нагрузки, состава энергетической и водохозяйственной систем и др.). Одновременно при малом периоде эксплуатации искажающее влияние будет оказывать уровень освоения. При значительном периоде эксплуатации все эти искажающие факторы в основном исчезают.

Задача сопоставления проектных и плановых прогнозов с данными эксплуатации выдвигает необходимость выявления сопоставимых показателей. Анализ технико-экономических прогнозов на различных уровнях дает возможность выявить закономерности и амплитуду отклонений от полученных в дальнейшем результатов.

В проектах ГЭС и ТЭС и водохозяйственных объектов довоенного периода нет показателей абсолютной эффективности и в редких случаях определялись сроки окупаемости дополнительных капиталовложений. Аналогичное положение и в послевоенных проектах до последней четверти пятидесятых годов.

Прогнозы воздействия проектируемых энергообъектов на размещение производительных сил, внеотраслевой эффект, а также влияние на окружающую среду имели в основном качественную характеристику и не содержали количественных оценок.

Изложенное свидетельствует, что вопросам экономического обоснования капитальных вложений в разные периоды придавалось разное значение, что обедняет результаты сопоставительного исследования.

Для прогнозирования динамики технико-экономических показателей представляется целесообразным сформулировать ожидаемые наиболее характерные структурные изменения действующих и, особенно, проектируемых объектов под влиянием факторов научно-технического прогресса, изменения экономической структуры и совершенствования методов управления народным хозяйством.

На технико-экономические показатели ГЭС, видимо, будут оказывать влияние следующие обстоятельства:

1. Мощные ГЭС будут сооружаться преимущественно в Сибири (главным образом Восточной) и частично в Средней Азии.

2. Основные энергопотребители в этих районах — электроемкие производства, что в значительной степени предопределяет характер графика электрической нагрузки.

3. Сооружение ГЭС на Востоке будет сопровождаться совмещенным строительством гидроузлов и ряда промышленных и водохозяйственных (для Средней Азии) комплексов. Эти производственно-территориальные комплексы будут воздвигаться гидростроителями с широким использованием трудовых и технических ресурсов гидростроительства.

4. В Средней Азии будут сооружаться энерго-ирригационные гидроузлы, которые должны работать в основном по ирригационному графику. В этом районе производственно-территориальные комплексы, сооружаемые гидростроителями, будут включать также водно-мелиоративные

---

[1] Представляется целесообразным учитывать лаг временной эксплуатации, охватывающий период от пуска первого агрегата до завершения строительства предприятия, освоения проектного уровня данного предприятия или комплекса.

системы, насосные станции, которые целесообразно преобразовать в ГАЭС (используя высокий напор, а также объем дополнительного водохранилища).

5. Осуществление переброски стока северных рек на юг увеличит выработку, изменит режим и мощность ГЭС в европейской части страны.

6. Завершение строительства каскадов гидроузлов на реках европейской части СССР, развитие рыбоводного хозяйства с использованием мелководных участков водохранилищ, а также завершение строительства Единой глубоководной транспортной системы европейской части СССР и Урала положительно повлияют на масштаб и режим попусков из водохранилищ.

7. Создание нового, более совершенного энергетического оборудования, в основном гидросилового, позволит повысить к. п. д. и с учетом совершенствования энергетических и водохозяйственных режимов снизить удельный расход на 1 *квтч*.

8. Сооружение плотин из местных материалов, применение новых материалов и методов производства гидротехнических работ, а также более высокопроизводительного строительного оборудования и др.[1] позволят ускорить ввод мощностей и снизить удельные капитальные вложения в гидростроительстве, существенно уменьшить себестоимость электроэнергии в связи с сокращением ее амортизационной составляющей.

На тепловую энергетику также окажут влияние факторы технического и экономического прогресса. Это влияние возможно выразить следующим образом:

1. Несмотря на увеличение доли в топливном балансе нефти и газа, ТЭС будут основными потребителями твердого топлива и отходов углеобогащения.

2. Большие масштабы производства золы из шлака ТЭС, количество которого для отдаленной перспективы превысит 250 млн. *т*, приведут к созданию энергостройкомбинатов и предприятий, получающих золу и шлак ТЭС по пневмопроводам и использующих пар и электроэнергию ТЭС.

3. Сооружение мощных КЭС и АЭС, а также установок МГД вызовет необходимость решения задачи использования громадного количества низкопотенциального тепла, в первую очередь, на сельскохозяйственных предприятиях. Одновременно должна будет решаться задача получения больших количеств охлаждающей воды в системе оборотного водоснабжения и частично из комплексных и специализированных водохранилищ.

4. Применение энергоблоков больших единичных мощностей с нарастающими параметрами пара предопределит увеличение сроков освоения ТЭС, а также скажется на снижении возможности работы ТЭС в пиковой и полупиковой части графика.

5. Новое теплоэнергетическое оборудование (как показывает опыт) будет иметь более высокую удельную стоимость. Нормы амортизации активных фондов будут расти. Изложенное дает основание учитывать влияние этих факторов на удельные капитальные вложения и эксплуатационные издержки ТЭС.

6. Динамика ценообразования будет иметь большое значение для определения изменений рентабельности. В связи с этим следует отметить трудности оценки степени отклонения цен на различные виды стройматериалов, оборудования и энергетического топлива от общественно необходимых затрат на них в связи с конъюнктурными факторами

---

[1] Трансформация стока в годовом разрезе в результате хозяйственной деятельности человека позволит снизить максимальные (паводковые) расходы, что уменьшит затраты в гидроузлах.

для уровней после 1980 г. Точно также трудно установить ожидаемые величины удельных расходов топлива для различных категорий ТЭС. Необходимо использовать исходную технико-экономическую информацию институтов Госплана СССР и АН СССР, а также Теплоэнергопроекта и Энергосетьпроекта по названным вопросам.

Развитие энергосистем предопределяет порядок ввода и энергетические режимы работы ГЭС. Рост количества местных потребителей будет способствовать уменьшению затрат на сооружение ЛЭП.

Представляется вероятным появление сверхмощных ГЭС, работающих некоторый период автономно на местных потребителей (Нижне-Ленский гидроузел).

На создание и эффективность работы водохранилищ в различных районах страны будут влиять разнообразные факторы:

1. Воздействие человека на природу, получающее выражение в поперечной пахоте на склонах (в особенности при подъеме зяби), лиманном орошении, превращении оврагов в водоемы, сооружении различных водохранилищ на небольших притоках или наливных. Все это будет способствовать трансформации стока в годовом разрезе и увеличению объема подземных запасов воды.

2. Планируя возможные на перспективу водохозяйственные режимы, необходимо учитывать влияние экономической реформы. Основой системы планирования и экономического стимулирования является хозяйственный расчет (внутриотраслевой и межотраслевой). Практика новой системы хозяйствования приведет к необходимости введения дифференцированных цен на воду, которые будут изменяться в зависимости от различных факторов. Цена на воду и связанное с ней материальное стимулирование за экономию воды, осуществление комплекса сооружений, вертикального дренажа создадут условия для значительного снижения удельных норм водопотребления. Развитие оборотного водоснабжения существенно сократит нормы промышленного водопотребления. Исключение составит коммунальное водопотребление, где сокращение потерь водоснабжения будет многократно перекрываться ростом удельного и абсолютного водопотребления.

Наряду с отставанием исследований по разработке научных основ экономического прогнозирования следует отметить неудовлетворительность разработки экономически обоснованных стоимостных и натуральных нормативов.

В области водопотребления и водоотведения это относится к затратам на 1 $м^3$ использованной воды водохранилищ, оборотных систем водоснабжения, а также систем инженерной защиты, к использованию мелководий, очистке водохранилищ и транспортирующих воду сооружений и ирригационной сети от наносов и др.

Большое значение имеет разработка объективных нормативов ущерба от недодачи воды и электроэнергии, от затоплений различных земель, наводнений и др.

Назрела необходимость разработки перспективных цен на реактивную и пиковую электроэнергию. Без этого нельзя полностью осуществлять хозяйственный расчет внутри энергосистем и определять фактическую и перспективную эффективность работы элементов системы.

Представляется желательным также определение динамики норматива коэффициента эффективности. Не зная этого, будет трудно пользоваться методом приведенных затрат для оценки различных вариантов строительной программы для различных уровней. В связи с этим необходимо не только согласовать принципы определения величины коэффициента эффективности, но и широко использовать материалы исследования по определению фактической народнохозяйственной эффективности действующих объектов.

Важным разделом исследований в области экономического прогно-

зирования развития гидроэнергетики и трансформации во времени ее прямых и обратных связей с энергетической и водохозяйственной системами, а также энергопромышленными комплексами является разработка методов выявления и учета всех элементов внесистемного и межотраслевого экономического эффекта, вызванного **комплексным** гидроэнергетическим строительством.

Значение этого фактора в оценке экономической эффективности гидроэнергетики и темпов ее развития определяется следующим:

1. Опыт количественной оценки внеотраслевого эффекта гидроузлов показал, что его величина не только сопоставима, но и в ряде случаев превосходит величину энергетического эффекта ГЭС. Указанное обстоятельство делает неотложной необходимость дальнейшей разработки методов количественной оценки внеэнергетического эффекта комплекса.

2. Необходимо определить на перспективу масштаб совмещенного строительства гидроузлов и производственно-территориальных комплексов, особенно в малоосвоенных районах, а также пути оптимизации такого совмещения.

3. Наряду с определением районообразующего значения комплексов надо будет исследовать районообразующее значение мощных ГЭС.

Прогнозирование развития гидроэнергетики как компонента водохозяйственного комплекса затрудняется отсутствием утвержденных или согласованных унифицированных методов экономического обоснования эффективности капитальных вложений для всех отраслей водохозяйственного строительства.

Несопоставимость данных экономических расчетов компонентов ВХК затрудняет получение объективных данных для экономического обоснования Генсхемы комплексного использования и охраны водных ресурсов СССР.

Изложенное показывает сложность задачи объективного экономического обоснования развития гидроэнергетики на значительную перспективу и необходимость организации и развития ряда исследований, результаты которых будут способствовать повышению уровня работы в рассматриваемой области.

УДК 621.22 : 338.42

Инженер И. А. ТЕРМАН

К ВОПРОСУ О ХАРАКТЕРИСТИКЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА КАК ПРОМЫШЛЕННОГО РЕСУРСА[1]

Существующая методика оценки гидроэнергетического потенциала не соответствует характеристикам полезных ископаемых, для которых определяется степень изученности ресурса, достоверности запасов и их промышленного значения.

Для гидроэнергетического потенциала применяются три основные характеристики.

1. Валовой или теоретический потенциал энергии речного стока, определяемый по каждому водотоку в отдельности по формуле

$$Э_в = 8760 \cdot 9{,}81 \; \Sigma Q_i H_i \quad квтч,$$

[1] Статья помещается в порядке обсуждения.

где Q_i и H_i — среднегодовой расход и падение реки на рассматриваемом участке.

Валовой потенциал гидроэнергии является важной географической характеристикой территории, но промышленное значение или ценность гидроэнергетического ресурса он не раскрывает.

2. Технический потенциал, т. е. величина гидроэнергетического ресурса, которая предельно могла бы быть полезно использована путем строительства гидроэлектростанций, без ограничения по экономическим соображениям.

Технический потенциал гидроэнергии может быть определен по формуле

$$Э_т = кЭ_в,$$

где к — коэффициент, учитывающий неизбежные потери гидроэнергоресурса при его использовании.

Эти потери слагаются: из потерь энергии в водопроводящих трактах; потерь на трение и электрических потерь в агрегатах ГЭС; потерь из-за недоиспользования падения реки вследствие кривых подпора в бьефах; из-за сливных призм в водохранилищах и невозможности использования реки в пределах дельт и т. п. Все эти определения не строги и величина снижающего коэффициента **к** определяется «оценочно». Для рек нашей страны он определен равным 0,6. Это чисто эмпирическая величина. Понятие технического потенциала гидроэнергии не привилось. Эта характеристика лишена теоретической строгости и не имеет практического значения.

3. Экономический потенциал гидроэнергии. Это та часть гидроэнергетических ресурсов, которая может быть реализована путем выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях, целесообразность строительства которых обоснована проектами, как экономически эффективное мероприятие. Экономический потенциал гидроэнергии является единственной во всех странах характеристикой величины возможного к использованию гидроэнергоресурса.

В ряде случаев, при недостаточной гидроэнергетической изученности рек, часть экономического потенциала гидроэнергии определяется не по проектам отдельных ГЭС, а косвенным путем или обобщенным методом. Это снижает достоверность экономического потенциала. В целях восполнения этого пробела в таблице рекомендуется классификация гидроэнергоресурсов.

Гидроэнергоресурсы по категориям $A — C$ составляют в совокупности экономический потенциал. По мере накопления фактического материала по изученности гидроэнергоресурсов часть запасов может переходить из низшей в высшую категорию. При общей ревизии экономического потенциала гидроэнергоресурсов подвергается изменению в основном величина гидроэнергоресурсов по категории C_2.

Промышленное значение имеют гидроэнергоресурсы по категориям A_1, A_2, B и C_1. Сумму энергетических потенциалов по этим категориям было бы оправданно назвать промышленным потенциалом гидроэнергии.

Предлагаемая классификация позволяет получить более четкое представление о состоянии подготовки к промышленному использованию гидроэнергетических ресурсов.

Как известно, экономический потенциал для всей страны определен в 60-х годах порядка 1,1 трил. *квтч*. Категория A_1 таблицы охватывает ресурсы действующих и строящихся ГЭС, что равно около 0,2 трил. *квтч*.

Категория достоверных запасов гидроэнергоресурсов A_2 очень мала, что свидетельствует о малом заделе ТЭО. Из 80 млрд. *квтч* еще не используемых запасов гидроэнергии по этой категории 50 млрд. *квтч*

Таблица

Классификация гидроэнергоресурсов (запасы гидроэнергии)

Категория	Разведанность и изученность	Промышленное значение
A_1	Достоверная величина возможного к использованию гидроэнергоресурса; характеристика его изменчивости во времени вполне достоверна. Проектная выработка электроэнергии действующих и строящихся гидроэлектростанций	Для обоснования производственных планов предприятия и отрасли, учета в топливно-энергетических балансах и в народнохозяйственных планах
A_2	Достоверная величина возможного к использованию гидроэнергоресурса и достоверные режимные и экономические характеристики. Проектная выработка гидроэлектростанций, на строительство которых составлен технический проект или технико-экономическое обоснование (ТЭО)	Для выдвижения ГЭС к строительству, планирования развития и капитального строительства отрасли, учета в топливно-энергетических балансах
B	Вероятные запасы возможных к использованию гидроэнергетических ресурсов, количественная, качественная и экономическая характеристика которых достаточно и точно определена. Проектная выработка ГЭС, которые выдвигаются к строительству на основании схем использования (энергетического или комплексного) отдельных рек, при надлежащем обосновании этих объектов изысканиями и исследованиями	Для учета в планах развития отрасли и в топливно-энергетических балансах на перспективу и планирования проектно-изыскательских работ по объектам строительства будущих лет
C_1	Предполагаемая величина целесообразного к использованию гидроэнергетического ресурса, определенная как выработка ГЭС, по которым выполнены рекогносцировочные обследования и разработаны проекты на предварительных стадиях: обзорные записки, технико-экономические доклады, сокращенные схемы использования (энергетические и комплексные) рек, а также проектные предположения, основанные на скорректированных материалах устаревших проектов	Для планирования проектно-изыскательских работ и учета в долгосрочных прогнозах развития отрасли и топливно-энергетического баланса
C_2	Возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы на перспективу, величина которых определена кадастровым путем или методом аналогии или обобщений Валовой или теоретический потенциал руслового стока	Для планирования проектно-изыскательских работ на предварительных стадиях (поисковых работ) Для разного рода кадастровых, географических, геофизических исследований

Примечания. 1. Категориям A_2, B и C_1 относятся только гидроэнергоресурсы, обоснованные в проектах как экономически эффективные.

2. Величина выработки электроэнергии на ГЭС принимается среднемноголетняя.

дают две гидроэлектростанции — Богучанская и Средне-Енисейская. Все это подтверждает отставание проектной подготовки объектов будущего гидроэнергостроительства. Необходимо усилить разработку ТЭО. Мала также категория вероятных к использованию запасов гидроэнергии B, что свидетельствует о недостаточности внестадийных проектных работ.

Около половины экономического потенциала гидроэнергетических ресурсов (по категориям C_1 и C_2) практически не изучены, что говорит об известном неблагополучии с перспективным проектированием. Всего промышленные гидроресурсы вряд ли превышают $^3/_4$ экономического потенциала.

У нас в стране ведутся обширные поисковые работы по полезным ископаемым — газу, нефти, рудным и нерудным. Гидроэнергоресурсы практически выпали из поля зрения. На выявление и «оконтуривание» запасов гидроэнергоресурсов требуется в пересчете на одну тонну условного топлива в 3—5 раз меньше средств, чем на газ. Ресурсы гидроэнергии огромны. Если эквивалентировать гидроэнергоресурсы газовому месторождению, исходя из длительности отработки газового месторождения в 30 лет, то запасы гидроэнергии по категориям C_1 и C_2 соответствуют месторождениям с запасами около $4{,}5 \cdot 10^{12}$ $м^3$ газа.

Необходимость в дифференцированной характеристике изученности и промышленной подготовленности гидроэнергетических ресурсов типа предлагаемой возрастает в связи с подготовкой к переходу на автоматические системы планирования и управления народным хозяйством.

УДК 621.22:338.9842

Инженеры Н. Н. КУЗНЕЦОВ, А. В. ЛОПАТИН

ГИДРОРЕСУРСЫ АНГАРЫ И ЕНИСЕЯ И ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ СИБИРИ

Исследования и расчеты, выполненные Ленинградским отделением Гидропроекта, показывают, что развитие энергетики Сибири в ближайшие 20—30 лет будет иметь существенные особенности.

Одна из особенностей состоит в том, что практически не требуется включение в электроэнергетический баланс Сибири атомных электростанций и ГРЭС на природном газе. Такое положение обусловливается наличием в Сибири богатейших и весьма экономичных запасов традиционных видов энергоресурсов: угля и гидроэнергии. Они могут удовлетворить потребности Сибири на достаточно длительный период и обеспечат выработку больших масс энергии для выдачи в другие районы страны.

Прежде всего это практически неисчерпаемые запасы бурых энергетических углей Канско-Ачинского бассейна и запасы высококалорийного кузнецкого угля.

Экономические показатели добычи канско-ачинских энергетических углей весьма благоприятны — 0,6 *руб/т* по себестоимости при удельных капиталовложениях в 6 руб. на 1 *т* годовой добычи. Такие затраты обеспечат необычайно низкую топливную составляющую себестоимости на крупных ГРЭС, которая ниже себестоимости энергии на ГРЭС европейской части страны. Дешевизна топлива и большие его запасы обусловят высокое развитие теплоэнергетики Сибири. Предполагается, что на ТЭС в Сибири будет вырабатываться 60—75% электроэнергии.

Другой составной частью электроэнергетики этого района страны будут гидроэнергоресурсы. Главную роль призваны сыграть энергоресурсы Ангары и Енисея. Общая энергоотдача ГЭС на этих реках оценивается в 270 млрд. *квтч* ежегодной выработки энергии. Вместе с ГЭС Западной Сибири (реки Бия, Катунь, Обь и др.) они могут покрыть остальные 40—25% потребности в энергии Сибири на обозримую перспективу.

Других источников мощности в Сибири в обозримой перспективе не потребуется. Там не нужны будут ГЭС, ГАЭС и полубазисные ТЭС, столь необходимые в других районах страны для покрытия неравномерной части графика нагрузки. В этом состоит другая особенность развития энергетики Сибири.

Уникальность гидроэнергоресурсов Ангары и Енисея известна давно. Проектно-изыскательскими работами Гидропроекта в 1969 г. она подтверждена и по технико-экономическим показателям. Каскад Ангаро-Енисейских ГЭС состоит из 18—20 ГЭС, большинство которых являются уникальными по величине энергоотдачи. Многие из них близки или даже превосходят такие действующие ГЭС, как Братская и Красноярская (табл. 1).

Таблица 1

ГЭС	Мощность, *Мат*		Годовая выработка энергии, млрд. *квтч*
	установленная	гарантированная среднемесячная	
Действующие и строящиеся			
Саянская	6400	2305	23,7
Красноярская	6000	2000	20,4
Иркутская	660	480	4,1
Братская	4600	2420	22,6
Усть-Илимская	4320	2365	31,9
Проектируемые и намечаемые			
Сейбинская	500	246	2,3
Уюкская	850	425	3,9
Шивелигская	320	140	1,3
Майнская	320	150	1,6
Средне-Енисейские и Нижне-Ангарские	7440	3740	34,3
Богучанская	4000	1918	17,0
Осиновская	6500	3280	28,8
Подкаменная	2500	1160	10,7
Нижне-Тунгусская	8300	3920	37,3
Игарская	6600	2900	31,8

Большинство ГЭС каскада находится вблизи существующих и создаваемых промышленных районов с высокими темпами развития народного хозяйства. Перспектива быстрого роста электропотребления в этих районах обеспечивает использование большей части отдачи Ангаро-Енисейских ГЭС на месте.

Только две крупные ГЭС каскада — Игарская и Нижне-Тунгусская, а также частично Осиновская находятся вдали от потребителей энергии. От этих станций потребуется сооружение сравнительно протяженных ЛЭП с затратами около 45 *руб/квт*. От остальных ГЭС линии электропередачи имеют длину 200—300 *км*, т. е. практически такую же, как и ЛЭП от заменяемых ТЭС. Это обстоятельство позволяет эффективно использовать Ангаро-Енисейские ГЭС в качестве источника энергии. На базе почти каждой из станций от Саянской на юге, Осиновской

на севере и Братской на востоке могут быть созданы и уже создаются крупные энергопромышленные комплексы, включающие предприятия разнообразных, главным образом, электроемких отраслей народного хозяйства.

Дешевая энергия обеспечивает получение большого экономического эффекта от создания указанных комплексов. Строительство ГЭС и комплексы в целом стимулируют освоение высокоэффективных минерально-сырьевых ресурсов прилегающих районов Сибири. Пионерное и районообразующее значение таких ГЭС, как Братская и Саянская, общеизвестно. Полное раскрытие этого эффекта Ангаро-Енисейских ГЭС еще ждет своего решения. Но и энергетический эффект от их сооружения указывает на то, что все станции каскада очень выгодны для народного хозяйства.

Кроме выработки большого количества дешевой энергии, Ангаро-Енисейские ГЭС обеспечат выдачу в энергосистемы Сибири пиковой мощности. Хотя в зоне влияния ГЭС режим электропотребления будет весьма плотным, потребность в режимной мощности, необходимой для покрытия суточной и недельной неравномерности, а также для выполнения функций резерва, по абсолютной величине будет большой.

Расчеты показали, что она превысит предполагаемые возможности ГЭС. Указанное в табл. 1 превышение установленной мощности ГЭС над их гарантированной среднемесячной оценивается в 32 млн. *квт*. Удовлетворение всей потребности в режимной мощности за счет строительства ТЭС связано с существенным перерасходом средств. На Ангаро-Енисейских ГЭС установка дополнительной мощности обходится дешево — 30—60 *руб/квт*, на ТЭС (с топливом) — порядка 170 *руб/квт*. Для выполнения режимных функций на Ангаро-Енисейских ГЭС имеются благоприятные возможности, поскольку емкости водохранилищ достаточны не только для суточного и недельного, но и для годичного и даже для части ГЭС многолетнего регулирования. После сооружения каскада не будет ограничений и со стороны нижних бьефов, так как при этом бьефы почти всех ГЭС будут находиться во взаимно подпертом состоянии.

Часть установленной мощности ГЭС каскада в будущем, как и в настоящее время, намечается использовать в качестве системного резерва. В перспективе эта часть мощности может достигнуть 8 млн. *квт*.

Водохранилища Ангаро-Енисейских ГЭС обладают неоцениваемым пока качеством — огромным запасом энергии. Это существенно в условиях сурового сибирского климата. Возможные затруднения с топливоснабжением ТЭС в период длительных морозов, при внезапных похолоданиях и буранах могут быть разрешены за счет временной усиленной сработки водохранилищ. Сработка водохранилищ каскада только на 1 *м* позволит получить дополнительно около 12 млрд. *квтч*. Сработка отдельных водохранилищ без особого ущерба может быть допущена в размере 5—10 *м* или более. Полная загрузка, например, в течение месяца всей режимной части мощности ГЭС — 32 млн. *квт* для замены аварийно-остановившихся ГРЭС такой же мощности, потребует сработки водохранилищ в среднем всего на 2 *м*.

Особенно удобна для использования в качестве такого резерва, имеющего народнохозяйственное значение, Нижне-Тунгусская ГЭС. В 1 *м* слоя воды ее водохранилища заключено 2 млрд. *квтч*.

Благодаря наличию ГЭС, ТЭС будут работать в самом экономичном равномерном режиме как в течение суток, так и в течение недели. Только в сезонном разрезе будет неравномерное использование их мощности, что вызывается необходимостью проведения ремонтов оборудования на них, а также небольшими колебаниями отдачи ГЭС по водотоку в течение года.

Кроме прямой экономии топлива, такой благоприятный режим работы ТЭС будет сопровождаться улучшением условий их эксплуатации. Равномерный режим работы ТЭС — еще одна особенность развития энергетики Сибири.

ГЭС Ангаро-Енисейского каскада имеют высокие экономические показатели. По предварительным проработкам средние затраты на энергетику Ангаро-Енисейских ГЭС составляют около 200 *руб/квт*, а средняя себестоимость энергии — около 0,07 *коп/квтч*.

Раздельно по действующим и строящимся, а также по проектируемым и намечаемым ГЭС основные технико-экономические показатели имеют следующие значения (табл. 2).

Таблица 2

Показатели	Всего по каскаду	В том числе	
		действующие и строящиеся	проектируемые и намечаемые
Установленная мощность, млн. *квт*	60,3	22,4	37,9
Годовая выработка энергии, млрд. *квтч*	266,4	94,7	171,7
Капиталовложения, относимые на энергетику, млрд. руб.	12,1	3,6	8,5
Удельные капиталовложения на 1 *квт* мощности, *руб/квт*	около 200	около 160	около 225
Себестоимость энергии, *коп/квтч*	0,07	0,06	0,08

Несколько повышенные капиталовложения на 1 *квт* для проектируемых ГЭС связаны с меньшим развитием на них пиковой мощности.

Благоприятные технико-экономические показатели Ангаро-Енисейских ГЭС связаны с рядом благоприятных природных и экономических условий в том числе высокой водностью, сравнительно большими падениями уровня на основных участках рек, небольшой заселенностью и неосвоенностью приречных долин, благодаря чему создаваемые водохранилища оказываются сравнительно недорогими, а также благоприятными инженерно-геологическими и топографическими условиями, дающими возможность применять компактные конструкции основных сооружений гидроузлов.

Гидроэлектростанции Ангары и Енисея, в отличие от обычно установившегося представления о высокой капиталоемкости, требуют для своего строительства капиталовложений немногим больших, чем вложения в тепловую энергетику.

Эффективно участвуя в формировании энергетического баланса Сибири, ГЭС требуют лишь небольшого увеличения капиталовложений в целом по народному хозяйству, но одновременно приносят большие выгоды при эксплуатации. В этом состоит еще одна особенность развития энергетики Сибири.

Одновременно Ангаро-Енисейские ГЭС дают надежную гарантию сохранения высокой экономической эффективности развития энергетики Сибири на случай любых непредвиденных обстоятельств. Затруднения же при столь высоких темпах освоения топливных ресурсов, по-видимому, совершенно неизбежны. Достаточно сказать, что ежегодная добыча канско-ачинских углей в перспективе может возрасти до 300—400 млн. *т*, а к исходу текущего столетия ее потребуется довести до 700—900 млн. *т*. Для достижения указанных размеров добычи потребуется решить много весьма сложных проблем по поставкам и освоению уникального оборудования карьеров. Не исключено появление усложняющих обстоятельств и по самим карьерам.

Насколько велики масштабы работ по топливной базе ТЭС свидетельствует следующее. Тепловые электростанции, вытесняемые проектируемыми и намечаемыми гидроэлектростанциями Ангары и Енисея, требуют **ежегодной** выемки на угольных разрезах с учетом вскрышных работ 160 млн. $м^3$, тогда как объем земельно-скальных работ по всем ГЭС равен 255 млн. $м^3$ и бетонных — 22 млн. $м^3$.

Проектируемые и намечаемые ГЭС на Ангаре и Енисее по масштабам строительных работ, конструкции отдельных элементов гидроузла, мощности и размерам основного оборудования практически не отличаются от уже построенных. Единственным осложнением для части этих станций может являться их удаленность от обжитых в настоящее время районов. Однако уже сейчас серьезно обсуждаются предположения о строительстве железных дорог в районе низовьев Енисея и Тувинской АССР.

В этих условиях широко развернутое строительство одновременно нескольких ГЭС каскада могло бы быть форсировано для компенсации задержек с вводом комплекса ТЭС и их топливных баз и смягчить вероятные трудности развития тепловой энергетики. Это обстоятельство, а также тот факт, что по гидроэлектростанциям Ангары и Енисея сопоставимые расчетные затраты меньше, чем по заменяемым ТЭС, настоятельно требуют существенного ускорения темпов освоения уникальных гидроэнергоресурсов и некоторого приоритета для ГЭС в общем финансировании развития энергетики Сибири.

Расчеты показывают, что ускорение, например, на 1 год ввода оставшихся, еще не начатых строительством ГЭС Ангаро-Енисейского каскада, обеспечит экономический выигрыш в 240 млн. руб. Экономичность ГЭС сохранится и при несколько более медленном освоении мощности и размещении временно большей части мощности ГЭС в базисе нагрузки. Так, даже при числе часов использования установленной мощности ГЭС — 6000, удельные капиталовложения по ГЭС составят 240—250 *руб/квт*.

Эта особенность позволяет рассматривать гидроэлектростанции Ангары и Енисея как обычные ТЭС, для которых не нужно создавать топливной базы. Строительство такого рода энергетических объектов, как известно, можно планировать не дожидаясь полного созревания условий для реализации пиковой мощности, а ориентируясь только на удовлетворение возрастающих потребностей системы в электроэнергии. Все это свидетельствует о необходимости увеличения темпов освоения уникальных запасов гидроэнергии Сибири возможно ценой некоторого временного уменьшения темпов развития теплоэнергетического строительства.

Для реализации экономических преимуществ такого решения необходимо создание 1—2 новых строительных коллективов помимо действующих Усть-Илимского, Саянского и Хантайского. Это позволило бы построить оставшиеся 10—12 крупных ГЭС в ближайшие 25—30 лет и тем самым в сравнительно короткие сроки вовлечь в народнохозяйственный оборот уникальные запасы гидроэнергии.

УДК 338.9842 : 621.311.21

Инженеры В. Г. ПЕТРОВ, Е. Г. СКВОРЦОВА

ГИДРОЭНЕРГОРЕСУРСЫ р. КОЛЫМЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

Возрастают темпы роста энергетики в восточных районах СССР, где сосредоточены огромные ресурсы топлива и гидроэнергии. Эти районы охватывают богатые разведанные и осваиваемые месторождения различных естественных ресурсов.

Открытия последних лет позволили значительно увеличить объемы добычи ценных ископаемых в северо-восточной части страны. Ведущую роль в добывающей промышленности Северо-Востока занимает Центрально-Магаданский промышленный район, обслуживаемый Объединенным Центральным энергоузлом (ОЦЭУ) Магаданэнерго.

Современная оценка запасов эксплуатируемых месторождений ресурсов свидетельствует о большой величине их, что создает предпосылки для дальнейшего развития горнодобывающей промышленности.

Современный уровень энергетической базы района совершенно недостаточен, что замедляет рост промышленного производства. Планируемые мероприятия по усилению энергетической базы за счет расширения существующих ТЭС и установки ряда дизельных электростанций, являющихся чрезвычайно дорогими источниками электроэнергии, лишь частично удовлетворяют растущие потребности края в электроэнергии.

Для полной ликвидации дефицита электроэнергии и обеспечения устойчивого электробаланса системы требуется ввод новых энергоисточников и в первую очередь использование гидроресурсов р. Колымы, которая является основной водной артерией Магаданской области. Образуясь на слиянии рек Кулу и Аян-Юрах, р. Колыма имеет протяженность свыше 2 тыс. *км*. Верхняя часть реки длиной 980 *км* расположена на территории Магаданской области, средняя и нижняя — в Якутской АССР. Основное падение реки в 465 *м* приходится на верхний участок. Средний и нижний участки, с падением в 65—70 *м*, интереса для энергетического использования не представляют, так как река протекает по низкой, сильно заболоченной местности. Эти участки реки имеют большое значение в рыбном хозяйстве, так как многочисленные озера, соединяющиеся в паводки с рекой, служат местами нереста и нагула ряда ценных пород промысловых рыб.

Наиболее эффективной в каскаде является Колымская ГЭС. Площадь водосбора в створе ГЭС составляет 61,5 тыс. $км^2$, а средний годовой расход реки 452 $м^3/сек$. Средний напор ГЭС при выбранных параметрах водохранилища составляет 104 *м*.

Особенностью гидрологического режима р. Колымы является большая внутригодовая неравномерность стока. В среднем по р. Колыме за пять месяцев теплого периода проходит 94—96% годового стока. В отдельные месяцы зимнего периода сток практически прекращается. Созданием водохранилища неблагоприятный естественный режим удается подчинить интересам водопользователей — энергетики и водного транспорта.

Особенностью энергосистемы, в которой предполагается работа Колымской ГЭС, является сезонная неравномерность электропотребления с максимумом нагрузки в летнее время. Такой режим электропотребления соответствует и требованиям, предъявляемым водным транспортом.

Выбор параметров водохранилища Колымской ГЭС производился применительно к распределению гарантированной энергоотдачи внутри года, соответствующей указанным требованиям. Полезная емкость водохранилища ГЭС будет использована для годового (сезонного) регулирования стока и частичного многолетнего регулирования.

Особенностью ГЭС является пуск первых агрегатов при напоре, создаваемом строительной перемычкой, и работа ее в течение четырех лет до возведения постоянной плотины на пониженных напорах 45—55 *м*. Такие условия работы ГЭС предопределяют установку на ГЭС диагональных турбин, гарантирующих достаточно высокий к. п. д. во всем диапазоне напоров и нагрузок.

Пуск ГЭС на перемычке обеспечивает опережающий по сравнению с обычной схемой ввод ГЭС в эксплуатацию, что (ценой сравнительно небольших дополнительных капиталовложений по ГЭС) дает возможность отказаться от ввода дорогостоящих временных энергоисточников.

С вводом в эксплуатацию Колымской ГЭС по мере роста напорного фронта и увеличения числа устанавливаемых на ГЭС агрегатов будут существенно улучшены экономические показатели системы.

Строительство ГЭС будет осуществляться в беспрецедентных по сложности природных условиях. Многолетняя мерзлота в сочетании с островной и вялой мерзлотой, крайне суровый климат (среднегодовая температура воздуха —12°), большие паводочные расходы реки весной и в летне-осенний период, значительная отдаленность от промышленных районов и тяжелая транспортная схема — вот далеко не полный перечень обстоятельств, значительно усложняющих строительство и проектирование Колымской ГЭС.

Компоновка и состав сооружений гидроузла определились с учетом местных природных условий. Гидроузел включает каменнонабросную плотину, водосбросной канал с водосбросом, временное водосбросное сооружение и подземную ГЭС.

Колымская ГЭС явится ведущей станцией системы с ведением всех основных режимных функций. Благоприятными факторами для этого являются наличие водохранилища большой емкости и удачное местоположение относительно центров нагрузки. Помимо гидроресурсов базой для развития энергетики Колымо-Магаданского района могли бы явиться природный газ, местные угли и атомная энергетика.

Однако наиболее эффективным является использование гидроресурсов р. Колымы и в первую очередь строительство ГЭС, о чем свидетельствуют приводимые в табл. 1 сравнения технико-экономических показателей Колымской ГЭС и запроектированной для этого района угольной ГРЭС.

Таблица 1

Показатели	Колымская ГЭС	ГРЭС[1] с учетом топливной базы
Удельные капиталовложения на 1 *квт* установленной мощности, *руб/квт*	822	680
Себестоимость электроэнергии, *коп/квтч*	0,31	2,57

[1] С учетом коэффициента эквивалентности ТЭС к ГЭС: по мощности 1,16 и по выработке 1,06

Срок окупаемости дополнительных капиталовложений в Колымскую ГЭС по сравнению с ГРЭС (с учетом более значительного замораживания затрат в период строительства и освоения) меньше 5 лет, что свидетельствует о высокой эффективности ГЭС. Показателем высокой эффективности Колымской ГЭС служит также и коэффициент рентабельности, величина которого, равная 0,16, существенно превышает его нормативное значение.

Дальнейшее промышленное развитие края требует ввода все новых

и новых энергоисточников. Выполненная Ленинградским отделением Гидропроекта «Обзорная записка об энергетическом использовании рек Магаданской области» дает основания для ориентации энергетики на дальнейшее использование потенциальных гидроресурсов р. Колымы, которые оцениваются в 40 млрд. *квтч/год*.

На долю верхней части реки, представляющей интерес для энергетического использования, приходится 21,1 млрд. *квтч*. В соответствии с проектными проработками Ленинградского отделения Гидропроекта использование этого участка реки с учетом Колымской ГЭС предусматривается в пяти ступенях со следующими показателями (табл. 2).

Таблица 2

ГЭС	Э, млн. *квтч*	*N* уст., *Мат*	*N* гар., *Мат*	Удельные показатели		Регулирование
				руб/кат	*коп/квтч*	
Колымская	3260	900	270	800	22,0	Годичное
Верхне-Колымская	1518	380	179	1140	28,7	Многолетнее
Усть-Среднеканская	2433	565	173	975	22,7	Годичное
Могучеорская	1640	420	98	968	24,4	Суточное
Усть-Сургойская	5318	1300	468	849	20,8	Многолетнее
Всего:	14200	3565	1188	902	22,6	

При соответствующих условиях промышленного развития края и согласованных темпах строительства ГЭС Колымского каскада могут быть созданы предпосылки для развития Объединенной энергосистемы Северо-Востока, охватывающей районы Чукотки и Якутии.

УДК 627.42

Инженер Г. С. АРСЕНЬЕВ

ЭФФЕКТ МЕЖБАССЕЙНОВОГО КОМПЕНСИРОВАННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ВОДОХРАНИЛИЩ ГЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

(сообщение)

Объединенная система Северо-Запада включает ГЭС, имеющие водохранилища с различной регулирующей способностью и расположенные на различных реках с асинхронными режимами стока. В этих условиях наиболее эффективным является межбассейновое компенсированное электрическое регулирование. ГЭС, водохранилища которых имеют относительно небольшие полезные емкости для сезонного или неглубокого многолетнего регулирования стока, работают в соответствии с запасами воды и притоком в водохранилища. ГЭС с большими регулирующими способностями (компенсаторы) дополняют отдачу компенсируемых ГЭС до величины общей гарантированной отдачи энергообъединения. Сезонная энергия частично используется в качестве гарантированной, благодаря чему увеличивается суммарная гарантированная отдача энергообъединения. Энергетический эффект находится в прямой зави-

симости от степени асинхронности стока рек, на которых располагаются объединяемые ГЭС.

Асинхронность годового стока рек европейской части СССР и Сибири достаточно подробно освещена Н. В. Сомовым и А. М. Резниковским в связи с созданием Единой энергосистемы европейской части СССР и Объединенной энергосистемы Сибири.

Ниже освещаются результаты исследований асинхронности стока рек Северо-Западного экономического района в связи с намечаемым присоединением Кольской и Архангельской энергосистем к ОЭС Северо-Запада, а также приведен энергоэкономический эффект за счет организации межбассейнового компенсированного регулирования отдачи.

В Северо-Западный экономический район входят Мурманская, Архангельская, Вологодская, Псковская, Новгородская, Ленинградская области, Карельская и Коми АССР.

Суммарный объем стока, формирующегося в пределах территории района, равен 410 $км^3$, что составляет около 9,5% от стока по стране в целом. Сток, отнесенный к 1 $км^2$ площади равен 247 тыс. $м^3$, что почти на 25% выше, чем средний удельный сток для всей страны. Коэффициент стока в среднем для района равен 0,37, а по отдельным его частям колеблется в пределах от 0,52 (Мурманская область) до 0,20 (Псковская область).

Исследование асинхронности стока проводилось путем прямого сопоставления хода стока на реках района и определения корреляционных связей. Анализ асинхронности выполнен в отношении годового притока в головные водохранилища каскадов ГЭС. Гидроэнергоресурсы рек Архангельской области и Коми АССР до настоящего времени не используются, анализ асинхронности стока проведен в отношении годового стока рек в имеющихся гидрометрических створах. Коэффициенты корреляции определялись по наименьшему периоду наблюдений за притоком (стоком).

Годовой приток отдельных частей обширной территории района Мурманской, Ленинградской областей и Карельской АССР в общем синхронен. Коэффициенты корреляции положительны и высоки, колеблются в диапазоне 0,7—0,9 для Мурманской области и Карельской АССР. В пределах Ленинградской области коэффициенты корреляции составляют 0,6—0,7.

Если же сравнивать годовой приток разных частей территории, то здесь прослеживается значительная асинхронность. Коэффициенты корреляции между годовыми притоками в водохранилища Мурманской и Ленинградской областей составляют преимущественно 0,4—0,5, снижаясь до 0,2 — между притоками в Волховское водохранилище и оз. Чудское и всеми водохранилищами Мурманской области.

Коэффициенты корреляции повышаются до 0,5—0,8 между годовыми притоками в водохранилища Ленинградской области и Карельской АССР. Значительная асинхронность в колебаниях годовых притоков, с коэффициентами корреляции до 0,2, прослеживается между Мурманской областью и Карельской АССР.

Для определения корреляционных зависимостей между годовыми притоками в водохранилища указанных частей района и реками Архангельской области и Коми АССР в каждой из них было отобрано наиболее характерное водохранилище, обладающее более длительным рядом наблюденных среднегодовых расходов: в Мурманской области—Иманд-ровское, Ленинградской области — Волховское (с учетом оз. Ильмень) и Карельской АССР — Сегозерское.

Анализ подтвердил, что сток в пределах Архангельской и Вологодской областей в основном синхронен. Если же просматривать корреляционные зависимости между стоком рек указанных частей районов и

притоком в водохранилища Мурманской, Ленинградской областей и Карельской АССР, то здесь прослеживается значительная асинхронность.

Оценка энергетического эффекта асинхронности притока (стока) при полном компенсированном регулировании произведена при объединении только действующих каскадов ГЭС, работающих в системе Колэнерго, Карелэнерго и Ленэнерго.

На базе указанных водохранилищ действует ряд ГЭС со значительной суммарной мощностью и выработкой электроэнергии. В основном на всех каскадах ГЭС головные водохранилища осуществляют многолетнее компенсирующее регулирование стока. Головные водохранилища Ковдинского и Нивского каскадов обладают полезными емкостями, равными двум годовым стокам, и коэффициентами регулирования отдачи более 0,9 и способны выполнять функции ГЭС — компенсаторов.

Расчеты по установлению влияния асинхронности годового стока на увеличение суммарной гарантированной отдачи энергообъединения как при независимом, так и компенсирующем регулировании произведены на основе применения формулы дисперсии суммарного ряда, составленного в результате сложения отдельных n-рядов.

$$\sigma^2_{\sum_1^n} = \sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 + \ldots + \sigma_n^2 + 2\sigma_1 \cdot \sigma_2 \cdot r_{\frac{1}{2}} + 2\sigma_1 \cdot \sigma_3 \cdot r_{\frac{1}{3}} + \ldots + 2\sigma_{n-1} \cdot \sigma_n \cdot r_{\frac{n-1}{n}}, \quad (1)$$

где $\sigma_1 = C_{v_1} \overline{\Э}$; $\sigma_n = C_{v_n} \overline{\Э_n}$ — стандартное отклонение годовой энергии притока к данной ГЭС;

C_{v_1}; $C_{v_2} \ldots$; C_{vn} — коэффициент изменчивости годового притока в соответствующие водохранилища,

$\overline{\Э}_1$; $\overline{\Э}_2 \ldots$; $\overline{\Э}_n$ — энергия годового притока в водохранилища на соответствующем суммарном напоре каскада;

$r_{1/2}$; $r_{1/3}$; $\ldots$; $r_{n-1/n}$ — коэффициенты корреляции между годовыми притоками в соответствующие водохранилища.

В учете внутригодовой асинхронности притока (стока) нет необходимости вследствие относительно малого и, в основном, синхронного зимнего притока.

Формула (1) позволяет определить стандартное отклонение суммарного ряда с учетом асинхронности притока в рассматриваемом водохранилище. По вычисленной дисперсии ряда определяем коэффициент изменчивости суммарной энергии годового притока

$$C_{v_{\sum_1^n}} = \frac{\sigma_{\sum_1^n}}{\sum_1^n \overline{\Э}}, \quad (2)$$

где $\sigma_{\sum_1^n}$ — стандартное отклонение суммарного годового притока;

$\sum_1^n \overline{\Э}$ — сумма энергий годовых притоков всех рассматриваемых водохранилищ.

По найденным $C_{v_{\sum_1^n}}$ и известному коэффициенту многолетней составляющей емкости $\beta_{\sum_1^n}$ с графиков Плешкова или Гуглия, в зависимо-

сти от величины коэффициента автокорреляции, снимаем коэффициент регулирования суммарной отдачи всех водохранилищ $\alpha_{\sum_1^n}$.

При этом коэффициент $\beta_{\sum_1^n}$ определяется по формуле

$$\beta_{\sum_1^n} = \frac{\sum_1^n V_{\text{мн}}}{\sum_1^n W}, \tag{3}$$

где $\beta_{\sum_1^n}$ — суммарная многолетняя составляющая полезных емкостей рассматриваемых водохранилищ;

$\sum_1^n V_{\text{мн}}$ — сумма многолетних емкостей водохранилищ;

$\sum_1^n W$ — суммарный объем годового притока в рассматриваемые водохранилища.

Суммарная гарантированная отдача энергообъединения при компенсированном регулировании и с учетом асинхронности стока (притока) $Э^{\text{гар}}_{\sum_1^n}$ равна

$$Э^{\text{гар}}_{\sum_1^n} = \alpha_{\sum_1^n} \overline{Э} \tag{4}$$

(здесь обозначения те же, что и выше).

Предлагаемый метод вполне оправдан, так как в условиях многолетнего компенсированного регулирования отдачи энергообъединения зарегулированные мощности ГЭС будут почти целиком входить в состав суммарной гарантированной отдачи энергообъединения, исключая некоторые многоводные месяцы, когда из-за недостаточной регулируемой емкости компенсатора возможна повышенная отдача.

Влияние только асинхронности годового притока в водохранилища при независимом регулировании оценивается с помощью тех же зависимостей путем последовательного расчета от водохранилищ, обладающих меньшими коэффициентами регулирования на частном стоке к водохранилищам с более высокими степенями регулирования.

В таблице показано увеличение суммарной гарантированной энергии ГЭС Северо-Западного экономического района за счет асинхронности годового притока при независимом и компенсированном регулировании. Анализ таблицы показывает, что прирост суммарной гарантированной годовой выработки энергии рассматриваемых ГЭС за счет асинхронности годового притока может составить 547,5 млн. *квтч*, что составляет 7,0% от суммарной гарантированной годовой выработки энергии ГЭС при независимости регулирования. При полном компенсированном регулировании прирост суммарной отдачи ГЭС может возрасти до 714 млн. *квтч*, или 9,2%.

Данные теоретических расчетов были проверены расчетами компенсированного регулирования за критический маловодный период для рассматриваемого энергообъединения с 1936—1937 по 1942—1943 гг. водохозяйственные годы Ковдинским каскадом суммарной гарантированной отдачи при независимом регулировании остальных расходов.

При совместной работе действующих ГЭС Колэнерго, Ленэнерго и Карелэнерго в режиме межбассейнового компенсированного регулиро-

Таблица

Приток	Среднегодовой приток, *м/сек*	C_v	Коэффициент автокорреляции	Увеличение гарантированной энергии, млн. *квтч*	
				при независимом регулировании только за счет асинхронности стока	при компенсированном регулировании с учетом асинхронности стока
в Гирвасское водохранилище	58,4	0,25	0,10	0	
в оз. Чудское	329	0,32	0,30	35	
Итого	387,4			35	
в оз. Сайма	589	0,25	0,20	50	82
Итого	976,4			85	141
в Онежское озеро	618	0,26	0,15	66	
Итого	1594,4			151	224
к створу Волховской ГЭС	567	0,30	0,30	56,5	
Итого	2161,4			207,5	400
к Ондской ГЭС	205,8	0,22	0,0	60	
в том числе					
Сегозеро	67,8	0,22	0,0		
Выгозеро	138	0,24	0,30		
Итого	2367,2			267,5	411
в оз. Инари	153,5	0,26	0,0	78	
Итого	2520,7			345,5	
в Нотозеро	184,5	0,23	0,10	53	579
Итого	2705,2	0,24		398,5	598
в оз. Имандра	157	0,24	0,30	104	
Итого	2862,2			502,5	644
к створу Кумской ГЭС	133	0,26	0,20	45	
Итого	2995,2			547,5	714

вания эффект выражается повышением участия ГЭС в суммарном графике электрической нагрузки на величину 200 *Мвт* (при принятом коэффициенте перехода от гарантированной к установленной мощности, равном 3).

УДК 621.22 : 621.311

Инженер Л. А. АНТИПОВ

К ОБОСНОВАНИЮ ГИДРОЭНЕРГОСТРОИТЕЛЬСТВА В БАССЕЙНЕ р. БЕЛОЙ

(сообщение)

Потенциальные гидроресурсы бассейна р. Белой оцениваются в 1,7 млн. *квт* мощности (с выработкой 14,4 млрд. *квтч*). Из них, около 75% приходится на долю рек Белой, Уфы, Юрюзани, Большого Инзера и Ай (табл. 1). В настоящее время здесь действуют Павловская ГЭС на р. Уфе в 170 *Мвт* и две мелкие гидроэлектростанции.

Таблица 1

Гидроресурсы рек бассейна р. Белой

Река	Приток реки	Среднегодовой расход воды в устье, *м³/сек*	Падение реки, *м*	Потенциальные ресурсы	
				мощность	выработка, млн. *квтч*
Белая	Камы	950	646	475	4161
Уфа	Белой	410	380	336	2943
Юрюзань	Уфы	76	716	132	1332
Б. Инзер	Сима	52	704	139	1218
Ай	Уфы	119	595	133	1165
Сим	Белой	110	337	54	473
Б. Узян	Белой	—	705	43	377
Нугуш	Белой	—	450	39	342
Зилим	Белой	—	410	39	342
М. Инзер	Б. Инзера	—	979	36	215
Уршак	Белой	28	215	30	263
Дема	Белой	50	199	30	263
Прочие реки (20 рек)	—	—	—	157	1235
Итого:	—	—	—	1663	14429

Перспективы дальнейшего использования гидроэнергоресурсов бассейна предопределяются большим ростом электропотребления на Урале и наличием здесь мощных и сверхмощных ТЭС.

Намечаемое развитие производительных сил Урала и Поволжья вызовет существенное изменение структуры и показателей ОЭС Урала. Максимум нагрузки энергосистемы по данным Энергосетьпроекта вырастет за предстоящее пятнадцатилетие в 2,3 раза. Мощность ГЭС с 1,7 млн. *квт* увеличится за тот же период лишь на 0,8 млн. *квт* (за счет строительства Понышской ГЭС). Таким образом, основная часть потребности в новой мощности будет покрыта за счет расширения существующих и строительства новых ТЭС на нефте и газе. На долю мощности ГЭС (с использованием 4—6 часов в сутки) будет приходиться 5—6% суммарного баланса. Благоприятные режимные условия для ввода в эксплуатацию ГЭС в бассейне р. Белой могут сложиться, по-видимому, в более отдаленной перспективе.

При определении технико-экономических показателей ГЭС, как рассмотренных в работах прежних лет, так и намеченных вновь, учитывались происшедшие в последние годы изменения цен на строительные материалы и работы, новый подход к оценке последствий затоплений водохранилищами и современная точка зрения на место ГЭС в мощной энергосистеме (табл. 2).

Наиболее эффективной из намеченных ГЭС является Нижне-Суянская. Ее водохранилище запроектировано в малообжитой, лесистой зоне. Опасения больших потерь воды из водохранилища в долину соседней р. Сарс инженерно-геологическими изысканиями не подтвердились

Таблица 2

Основные показатели ГЭС Уфимского каскада

Показатели	Павловская ГЭС	Нижне-Суянская	Ахлыстинская	Черногорская	Прочие ГЭС
Напор максимальный, *м* . . .	33	56	116	22	—
Полезная емкость водохранилища, млн. $м^3$	900	2200	355	850	1150
Установленная мощность, *Мвт* . .	166	680	110	90	160
Среднегодовая выработка (с учетом каскада) млн. *квтч*	590	750	226	104	273
Удельные капиталовложения, *руб/квт*	—	230	530	570	500
Примерный срок окупаемости, *лет* .	—	9—10	17	—	—

и возможность строительства гидроэлектростанций в условиях развитого карста Уфимского плато подтверждается успешной эксплуатацией Павловского гидроузла.

Нижне-Суянская ГЭС с установленной мощностью 680 *Мвт* обеспечит выработку 650 млн. *квтч*, позволит увеличить установленную мощность Павловской ГЭС на 20 *Мвт* и выработку на 100 млн. *квтч*, а также создаст условия для развития судоходства в верхнем течении р. Уфы.

Осуществление строительства Нижне-Суянской ГЭС позволит увеличить зимнюю гарантированную мощность Павловской ГЭС до 75 *Мвт*.

Водохранилище Нижне-Суянской ГЭС создает благоприятные условия для перевода Павловской ГЭС в остроликовый режим работы с установленной мощностью 600 *Мвт*. Для этого потребуется на левом берегу врезать второе здание ГЭС с 4 агрегатами диаметром 7 *м*, по 100 *Мвт*.

Ориентировочные расчеты показали, что затраты на 1 *квт* дополнительной мощности Павловской ГЭС не превысят 110 руб. Суммарные затраты на сооружение «второй» очереди Павловской ГЭС с учетом фактора времени составят 48,4 млн. руб, а дополнительные издержки 0,8 млн. руб. Соответствующие показатели по заменяемой газотурбинной электростанции составляют 46,2 и 4,6 млн. руб. Срок окупаемости дополнительных капвложений при наличии Нижне-Суянской ГЭС — один год.

Из рассмотренных энергетических ступеней на р. Белой представляет интерес Дюртюлинская ГЭС.

В составляемой схеме комплексного использования водных ресурсов бассейна р. Белой Дюртюлинский гидроузел рассматривался с целью использования гидроэнергетических ресурсов р. Белой и улучшения условий судоходства на участке от выклинивания водохранилища Нижне-Камской ГЭС до устья р. Уфы.

Гидроузел рассмотрен с двумя вариантами отметки НПУ — максимально возможной по условию незатопления г. Уфы и минимальной, обеспечивающей глубину на короле шлюза 5,5 *м*. Рассмотрены также два срока ввода ГЭС в эксплуатацию — 1980—1985 гг. и 2000 г. На уровне 1980—1985 гг. на речной транспорт — как участника ВХК, представляется возможным отнести 13,5 млн. руб., на уровне 2000 г.— 120,7 млн. руб., (т. е. стоимость строительства системы транспортного шлюзования реки тремя низконапорными плотинами).

Расчеты показали, что более экономичным является вариант с пониженной отметкой. Все же и при этом варианте строительство гидроузла оправдывается в отдаленной перспективе. В этом случае мощность ГЭС может быть увеличена до 460 *Мвт* (с выработкой энергии 710 млн. *квтч*), а удельные капиталовложения, относимые на энергетику, составят около 240 *руб/квт*.

С постройкой Нижне-Суянского и Дюртюлинского гидроузлов используемые гидроэнергоресурсы бассейна р. Белой составят около 2,7 млрд. *квтч*, т. е. 16% от потенциальных. На этом экономический потенциал ресурсов будет исчерпан, и дальнейшее энергетическое использование рек бассейна может оказаться целесообразным как попутное при строительстве гидроузлов для водоснабжения, ирригации и других целей.

Намечаемая невысокая степень использования гидроэнергоресурсов объясняется маловодностью рек бассейна в правобережной горно-лесной части и хозяйственной освоенностью района. Все же и в этих условиях окончательное суждение об эффективности гидроэнергостроительства зависит от методики оценки эффективности и нормативов по ТЭС и топливу.

УДК 620.9

Инженер О. И. ХАЛАТЯН

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕК ЗАПАДНОЙ ГРУЗИИ И ПРОБЛЕМА РАЗМЫВА ПОБЕРЕЖЬЯ ЧЕРНОГО МОРЯ

Проблема размыва побережья Черного моря в связи с энергетическим использованием рек получила актуальное значение в начале шестидесятых годов при составлении Тбилисским отделением Гидропроекта схемы использования р. Бзыби, позднее р. Кодори и при проектировании Ингури ГЭС.

По этим объектам предусматривается возведение в том или ином отдалении от устьев рек плотин с устройством регулирующих водохранилищ, которые, задерживая твердый сток рек, сократят поступление в море речных наносов и тем самым отрицательно повлияют на устойчивость береговой полосы моря, что в свою очередь усилит размыв этой полосы, представляющей большую, а на некоторых участках уникальную ценность для курортного строительства (Гагра—Пицунда, Анаклиа).

Возник вопрос о мероприятиях для защиты береговой полосы от размыва при строительстве гидроэлектростанций на черноморских реках Грузии.

Необходимо отметить, что размыв береговой полосы Черного моря происходит и без возведения каких-либо гидротехнических сооружений, препятствующих поступлению речных наносов в море. Этот размыв, вызываемый установившимся волновым режимом прибрежной полосы моря, усилился за последние десятилетия вследствие устройства выдвинутых в море ряда глухих портовых сооружений, препятствующих свободному передвижению морских отложений, и массового использования пляжевого материала береговой полосы на строительные цели.

Для детального изучения происходящих береговых процессов в районах впадения черноморских рек в море, Тбилисским отделением Гидропроекта в течение ряда лет выполнялись исследовательские работы по специальной программе. Основными вопросами, подлежавшими освещению, являлись: изучение стока воды и наносов, выносимых в море реками Бзыби, Кодори и Ингури, направления вдольберегового перемещения морских отложений, волнового режима моря, изменения линии его уреза и деформации морского склона в районах впадения указанных рек.

Для осуществления этой программы были открыты гидрометрические станции на устьевых участках рек, волномерные пункты на берегу моря и разбиты морские поперечники в районах впадения рек Бзыби, Кодори и Ингури. По этим поперечникам производились промерные работы, результаты которых использовались для определения изменения линии уреза моря и деформации морского склона.

Накопленные материалы исследований освещают береговые процессы, происходящие в естественных условиях, и являются базой для выработки мероприятий по защите берега моря от размыва, который усилится после постройки на реках гидротехнических сооружений, сокращающих вынос в море твердого стока.

Наблюдения показали, что размыв береговой полосы моря происходит в осенне-зимние периоды, т. е. в периоды штормов на море и низких вод в реках, и хотя в весенне-летние периоды наблюдается небольшой намыв, однако, в годовом разрезе по всем исследуемым районам происходит размыв, достигающий за периоды наблюдений в среднем 2 *м*. По отдельным поперечникам и их характерным группам намывы и размывы различны, зависят от конфигурации береговой полосы, близости к устьям рек, уклонов морского склона и достигают 10 *м* и больше.

Согласно результатам расчетов, средняя глубина размыва по исследованной площади составляет в годовом разрезе 0,40 *м* по Бзыбскому району и превышает 1 *м* по Кодорскому. Объемы размывов и намывов морских склонов в несколько раз превышают объемы выносов рек, и, следовательно, деформации морских склонов лишь в небольшой степени могут зависеть от речных потоков и их выносов в море определяясь, в основном, как указано выше, волновой деятельностью моря.

По энергетическим показателям реки Бзыби, Кодори и Ингури являются жемчужинами гидроэнергетики Грузии. Технические запасы белого угля этих рек составляют 40% от суммарных запасов всей Грузии, тогда как площадь их водосборных бассейнов занимает всего лишь 10,9% ее территории.

Столь высокие энергетические показатели рассматриваемых рек определяются благоприятными топографическими условиями их бассейнов, создающими большие уклоны, а главное, высокими модулями стока. Влияние уменьшения речных выносов в море, вызываемого постройкой плотин, может быть компенсировано соответствующими мероприятиями. Ввиду этого отказ от строительства ГЭС на черноморских реках или задержка их строительства из опасения размыва побережья не могут быть оправданы.

Ниже приводится краткое описание схем энергетического использования рек Бзыби, Кодори и Ингури.

Схема энергетического использования р. Бзыби

Река Бзыби берет начало с южных склонов Главного Кавказского хребта и впадает в Черное море между курортами Гагра и Пицунда. Площадь водосборного бассейна реки 1502 *км*^{2}, длина 115 *км* и падение 2300 *м*. Средний многолетний расход воды у устья составляет 101 *м*^{3}/*сек*.

Схемой энергетического использования р. Бзыби предусматривается сооружение на этой реке каскада ГЭС, состоящего из четырех ступеней и одной ГЭС на р. Юпшаре, вытекающей из оз. Рица. Суммарная мощность ГЭС составляет 840 *Мвт*, причем крупнейшими являются Пшица ГЭС и Бзыби ГЭС, имеющие регулирующие водохранилища. Годовая выработка энергии ГЭС составляет 2,5 млрд. *квтч*.

По Бзыби ГЭС составлено проектное задание, согласно которому в 30 *км* выше устья р. Бзыби предусмотрена постройка арочной плотины. Создаваемое плотиной водохранилище имеет полный объем 295 млн. *м*^{3}.

В период туристического сезона, т. е. с 1 мая по 1 ноября, водохранилище будет оставаться наполненным, а в течение зимнего периода оно будет срабатываться на 35 *м*.

Так как выше плотины Бзыби ГЭС по исключительно красивому ущелью реки дороги отсутствуют, предусмотрено создать кольцевую туристическую автодорогу Гега—Псху—Авадхара—Рица—Гега, которая позволит освоить ущелье и берега обоих водохранилищ для курортного строительства.

Режим энергетических попусков из водохранилища Бзыби ГЭС, до постройки следующей ступени—Пшица ГЭС, благоприятен для размыва имеющихся на нижнем участке реки мощных песчано-галечных отложений.

Укреплению береговой полосы моря в районе впадения р. Бзыби в проекте уделено большое внимание. Это вызвано опасениями размыва пляжевой полосы между курортами Гагра и мысом Пицунда, представляющей уникальную ценность, из-за сокращения выноса в море речных наносов после постройки плотины на р. Бзыби. Однако, как показали наблюдения, размыв этой полосы происходит и при естественных условиях стока и зависит, в основном, от волновой деятельности моря. Поэтому мероприятиями, связанными с постройкой плотины, нельзя гарантировать прекращение процесса, но можно компенсировать возможный ущерб от сокращения речных выносов в море.

Учитывая масштабы этих выносов и наличие в долине нижнего участка р. Бзыби значительных запасов галечного материала, в качестве мероприятия, компенсирующего сокращение речных выносов в море, в проекта Бзыби ГЭС принята искусственная подпитка пляжевым материалом береговой полосы. Как зарубежный, так и отечественный опыт указывает на высокую эффективность этого метода сохранения или восстановления пляжей. Расчеты, помещенные в проекте, показали, что стоимость вырабатываемой электроэнергии при учете затрат на подпитку береговой полосы моря привозным пляжевым материалом возрастет незначительно и не отразится на эффективности ГЭС. Следует отметить, что объем материала для подпитки принят в расчетах с большим запасом, а именно равным полному годовому объему выносимых рекой донных наносов, хотя по реке наносы будут продолжать поступать в море примерно с 40% площади водосбора ниже плотины Бзыби ГЭС.

Рекомендованное в проекте мероприятие получило одобрение экспертов (канд. техн. наук К. И. Россинский и проф. В. П. Зенкович) и было подтверждено Техническим советом Министерства строительства электростанций (1962 г.).

Таким образом, схема использования р. Бзыби, имеющая комплексное энергетическое и туристическое значение, может быть осуществлена без опасения размыва морского побережья на участке Гагра—Пицунда. Сокращения поступления в море речных наносов до постройки следующей ступени Пшица ГЭС, по-видимому, вообще не будет.

Схема энергетического использования р. Кодори

Река Кодори является одной из значительных рек Черноморского бассейна. Истоки ее находятся на южных склонах Главного Кавказского хребта на высоте 2710 *м* (исток притока Гвандра), площадь водосбора 2027 *км*², длина реки 110 *км*. Впадает р. Кодори в море южнее г. Сухуми. Средний многолетний расход воды у устья составляет 128 *м*³/*сек*.

Схемой энергетического использования р. Кодори предусмотрено сооружение трех ГЭС на р. Кодори, двух — на притоке Чхалта и пяти Перепадных ГЭС на отводящем канале нижней ступени на р. Кодори до моря. Суммарная мощность каскада составляет 1300 *Мвт*, годовая выработка энергии 5,3 млрд. *квтч*. Нижняя ступень каскада Техи ГЭС с

Перепадными ГЭС представляет крупный высокоэффективный гидроэнергетический комплекс с регулирующим водохранилищем. Мощность этого комплекса равна 600 *Мвт*, годовая выработка электроэнергии 2,5 млрд. *квтч*. Каменнонабросная плотина Техи ГЭС, расположенная в 28 *км* от устья реки, создает подпор в 144 *м*.

Твердый сток р. Кодори аккумулируется в водохранилище Техи ГЭС и лишь при сбросах высоких паводковых вод выносится в море в той части, которая создается на участке реки ниже плотины Техи ГЭС (28 *км*).

Расчеты показали, что при отказе от регулирующего водохранилища Техи ГЭС мощность рекомендуемого гидроузла в нижнем течении р. Кодори уменьшится с 600 до 310 тыс. *квт*, а выработка электроэнергии упадет с 2,5 до 1,5 млрд. *квтч* в год. Со столь большими потерями для энергетики, связанными с отказом от регулирования стока водохранилищем Техи ГЭС, нельзя примириться.

В отношении защиты береговой полосы моря от размыва, который может усилиться из-за сокращения выноса рекой наносов, схемой предусмотрена искусственная подпитка пляжевым материалом в объеме годового выноса рекой в естественных условиях стока пляжеобразующих наносов.

Материал для подпитки в изобилии залегает на террасах по долине устьевого участка р. Кодори. Согласно выполненным расчетам, стоимость указанной подпитки, отнесенная к стоимости вырабатываемой электроэнергии, лишь незначительно удорожает последнюю и не оказывает влияния на энергоэкономическую эффективность ГЭС.

Проблемой размыва береговой полосы Черного моря занимался также и ТНИСГЭИ (ныне ГрузНИИЭГС). Согласно прогнозам доктора технических наук Т. Г. Войнич-Сяноженского ожидаемая площадь размыва побережья моря в районе устья р. Кодори составит, через 25 лет после возникновения дефицита наносов, 35 *га*. Таким образом, если даже никаких мероприятий для обеспечения устойчивости побережья не осуществлять, то потеря столь небольшой территории, к тому же в данном районе неосвоенной и частью заболоченной, не может повлиять на решение вопроса о создании водохранилища.

Схема энергетического использования р. Ингури

Из рассматриваемых в настоящей статье рек наиболее крупной является р. Ингури. Площадь ее водосбора равна 4062 *км*^{2}, длина 221 *км*, общее падение 2600 *м*. Эта река берет начало также на южных склонах Главного Кавказского хребта, впадает же в море у с. Анаклиа. Средний многолетний расход воды р. Ингури у устья составляет 188 *м*^{3}/*сек*.

Схемой энергетического использования р. Ингури предусмотрено сооружение трех ступеней гидроэлектростанций на р. Ингури и четырех Перепадных ГЭС на стоке р. Ингури, перебрасываемом в бассейн смежной реки Эрисцкали. Суммарная мощность всего каскада составляет около 3 млн. *квт*, годовая выработка энергии 10 млрд. *квтч*. В настоящее время находится в стадии строительства нижняя ступень каскада Ингури ГЭС и Перепадные ГЭС.

Арочная плотина Ингури ГЭС высотой 271,5 *м* строится в 80 *км* от устья р. Ингури, создаваемое водохранилище имеет полный объем при НПУ 510 *м* 1100 млн. *м*^{3}, а полезный (при сработке 70 *м*) 680 млн. *м*^{3}. Суммарная мощность строящегося комплекса Ингури ГЭС составляет 1640 *Мвт*, годовая выработка электроэнергии в среднем 5,46 млрд. *квтч*.

После осуществления переброски стока р. Ингури в бассейн р. Эрисцкали как сток воды, так и сток наносов, поступающих в море, резко уменьшится. Уменьшение поступления в море речных наносов ухудшит условия устойчивости береговой полосы в районе впадения р. Ингури и

южнее, почему и здесь необходимо проведение защитных мероприятий.

Однако, ввиду большого объема речных выносов в море, метод искусственной подпитки в проекте Ингури ГЭС не является рациональным. Поэтому, учитывая предварительное заключение Черноморской экспериментальной научно-исследовательской станции института Океанологии Академии наук СССР, основанное на кратковременных (1964—1965 гг.) исследованиях береговой полосы моря в районе Анаклиа, проектом Ингури ГЭС предусмотрены инженерные берегоукрепительные мероприятия, окончательный характер и состав которых должен быть определен на базе продолжающихся наблюдений.

Следует отметить, что наблюдения после переброски р. Ингури будут весьма полезны для решения вопроса о типе и расположении берегоукрепительных сооружений, так как за этот период выявится реальное значение речных выносов в море, интенсивность размыва побережья в условиях их отсутствия, уточнится роль Ингурского каньона и т. д.

Ожидаемый размыв береговой полосы за первые годы после переброски стока р. Ингури может иметь положительное значение, так как вершина каньона отойдет от берега и поглощение каньоном вдольбереговых потоков наносов, а также речных наносов с бассейна р. Ингури, расположенного ниже плотины Ингури ГЭС, резко сократится и материала для пляжеобразования в данном районе останется больше.

Изложенное выше позволяет сделать следующие выводы:

1. Проблема размыва побережья Черного моря независима от энергетического использования рек Западной Грузии, так как размыв является в основном следствием установившейся волновой деятельности моря.

2. Предполагаемое некоторое усиление размыва при энергетическом использовании рек Бзыби и Кодори может быть полностью компенсировано путем искусственной подпитки пляжевым материалом береговой полосы моря в районах впадения указанных рек. Затраты на это мероприятие, исчисленные с запасом, весьма незначительно повысят стоимость вырабатываемой электроэнергии и не повлияют на эффективность Бзыби ГЭС и Техи ГЭС.

3. Сложные условия ожидаемых береговых процессов в районе устья р. Ингури (Анаклна) не позволяют пока рекомендовать какие-либо конкретные берегозащитные мероприятия в этом районе. Эти мероприятия могут быть определены и запроектированы по окончании ведущихся исследований, которые предположено продолжать и после переброски стока р. Ингури в бассейн р. Эрисцкали в течение 2—3 лет.

4. Целесообразность энергетического использования рек Бзыби, Кодори и Ингури не вызывает сомнений, и проблема размыва береговой полосы Черного моря не может явиться причиной отказа от строительства энергоузлов на указанных реках.

УДК 621.22(73)

Инженер Д. И. ОСТРОВСКИЙ

РАЗВИТИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ США

Гидроэнергетический потенциал и его использование. Понятие потенциальных гидроресурсов США трактуется настолько широко, что в подсчет не включаются участки, где использование представляется нежелательным по условиям затоплений, а также слабо обследованные реки и их притоки. Согласно определению Федеральной энергетической

комиссии данные по гидропотенциалу являются «главным образом своего рода кадастром гидроэнергетических возможностей, а не перечнем экономически оправданных объектов энергостроительства» [Л. 1].

В табл. 1 приведены данные по гидроэнергопотенциалу США как в целом по стране, так и по основным бассейнам рек по состоянию на 1 января 1968 г. [Л. 2, 3].

Таблица 1

Речные бассейны	Освоенные ресурсы, (1968 г.), млн. *квт*	Неосвоенные ресурсы, млн. *квт*	Весь потенциал	
			млн. *квт*	млрд. *квтч*
США в целом	45,8*	130,5	176,3	700,5
В том числе:				
Район Великих озер и р. Св. Лаврентия	4,0	1,3	5,3	28,4
Северные Атлантические склоны	2,7	7,1	9,8	27,6
Южные Атлантические склоны	3,3	5,3	8,6	15,5
Восточный Мексиканский залив	1,7	3,2	4,9	11,2
Нижняя Миссисипи	1,6	2,7	4,3	10,6
р. Огайо	4,8	5,5	10,2	37,2
р. Миссури	3,3	8,1	11,4	49,7
Северные Тихоокеанские склоны	14,9	45,0	59,9	240,5
Южные Тихоокеанские склоны	5,0	12,0	17,1	59,0
р. Колорадо	3,0	5,8	8,8	36,2
Аляска	0,1	32,5	32,6	172,8
Прочие бассейны	1,4	2,0	3,5	11,6

* Соответствовало среднемноголетней выработке 223 млрд. *квтч*.

По крупнейшим рекам США гидроэнергопотенциал составляет (в млн. *квт*): р. Колумбия — 30,3; р. Снейк — 15,9; р. Юкон (Аляска) — 11,9; р. Миссури — 11,6; р. Колорадо — 9,3; р. Сакраменто — 8,7; р. Теннесси — 4,3; р. Огайо — 4,3.

Развитие гидроэнергетики до настоящего времени. Данные по развитию гидроэнергетики США приведены в табл. 2 [Л. 4, 5, 11].

Таблица 2

Годы	Установленная мощность ГЭС на конец года		Выработка электроэнергии ГЭС		Число часов использования
	млн. *квт*	процент к суммарной мощности электростанций	млрд. *квтч*	процент к суммарной выработке	
1912	2,8	25,4	7,4	29,8	2640
1922	5,2	25,4	21,3	34,8	4100
1940	12,3	24,2	51,7	28,8	4210
1960	33,2	17,8	149,5	17,7	4500
1965	44,5	17,6	196,6	17,0	4410
1969	53,4	16,0	253,4	16,5	4740
1970	55,7	15,5	250,6	15,3	4500
1971	57,5*	—	—	—	—

* Оценка.

В 1970 г. процент использования гидроэнергопотенциала составил: по мощности — 31,6%, по выработке — 35,8%.

Снижение удельного веса ГЭС объясняется влиянием ряда факторов, к числу которых, в частности, относятся следующие:

1) значительная часть самых экономичных гидроресурсов, расположенных относительно близко от центров потребления, к настоящему времени уже освоена;

2) частные компании в ряде случаев не заинтересованы в инвестировании капиталов в капиталоемкие и комплексные гидросооружения с длительным периодом строительства;

3) собственность на землю затрудняет комплексное использование гидроресурсов;

4) в силу технического прогресса снизились издержки производства на ТЭС и АЭС.

Характерной тенденцией является увеличение доли ГЭС, принадлежащих федеральному правительству и местным органам власти. Строительство государственных ГЭС в крупных масштабах началось в тридцатые годы. В настоящее время подавляющая часть гидроэнергетических мощностей вводится государством (табл. 3) [Л. 6].

В рассматриваемый период неуклонно росла единичная мощность гидравлических турбин (табл. 4) [Л. 6].

Экономические показатели ГЭС. В табл. 5 приведены некоторые эко-

Таблица 3

Группы ГЭС	1920 г.		1950 г.		1967 г.	
	Мвт	%	*Мвт*	%	*Мвт*	%
Частные	3500	73,0	9700	51,9	16200	35,4
Муниципальные	200	4,0	1500	8,0	9400	20,5
Федеральные	0	0,0	6500	34,8	19500	42,6
Заводские	1100	23,0	1000	5,3	700	1,5
Итого	4800	100,0	18700	100,0	45800	100,0

Таблица 4

Годы	Средняя мощность турбины, тыс. *л. с.*	Наивысшая мощность турбины, тыс. *л. с.*
1900—1910	6,4	10,5
1921—1930	13,0	70,0
1941—1950	31,0	140,0
1961—1967	154,0	232

Таблица 5

ГЭС	Мощность, *Мвт*	Годовое число часов использования	Удельные капиталовложения, *долл/квт*	Эксплуатационные издержки, *центы/квтч*	Штатный коэффициент, *чел./Мвт*
Коновинго	476	3940	134	0,059	0,136
Бонневилль	522	8130	118	0,022	0,157
Оахе	595	3770	328	0,020	0,064
Вильсон	609	3680	115	0,028	0,105
Рокки Рич	711	6300	290	0,025	0,049
Прист Рэпидс	788	5700	179	0,023	0,052
Уанапам	831	5440	198	0,024	
Глен Каньон	900	2980	214	0,019	—
Роберт Мозес (р. Св. Лаврентия)	912	7000	296	0,013	0,148
Мак Нэри	986	6490	262	0,016	0,043
Чиф Джозеф	1028	7800	152	0,011	0,061
Даллес	1125	5950	198	0,016	0,052
Гувер	1344	2280	160	0,081	0,178
Роберт Мозес (р. Ниагара)	1954	6820	240	0,011	0,077
Гранд Кули	1974	5950	103	0,013	0,139

номические показатели по ряду ГЭС США мощностью свыше 400 *Мвт* за 1967 г. Для сопоставления в табл. 6 приведены экономические показатели по ряду ТЭС США с минимальным расходом топлива в 1967 г. [Л. 7, 8].

Таблица 6

ТЭС (на угле)	Установленная мощность, *Мвт*	Число часов использования	Удельный расход условного топлива, *г/квтч*	Удельные капиталовложения, *долл/квт*	Эксплуатационные издержки, *центы/квтч*	Штатный коэффициент, *чел/Мвт*
Маршалл	700	8600	310	108	0,240	0,143
Чок Пойнт	482	8070	316	148	0,354	0,214
Брейтон-Пойнт	727	6680	313	125	0,310	0,127
Эддистоун	707	6940	318	223	0,343	0,082
Бринд	650	—	324	138	0,307	0,136
Кари	510	7390	323	144	0,324	0,141
Клинч Ривер	450	6050	324	158	0,233	0,189
Биг Сэнди	265	8000	324	132	0,201	0,268
Сэммис	669	8000	324	130	0,189	0,212
Кэмбелл	1057	—	324	149	0,211	0,168

Прогнозируемое развитие гидроэнергетики. Наряду с факторами, сдерживающими или замедляющими темпы развития гидроэнергетики США, в последнее время возникли факторы, которые, как это принято называть за рубежом, повышают ее «ценность», «значимость» (*Value*).

Усиленный ввод крупных современных тепловых агрегатов на высоких параметрах пара, а в ближайшие годы, атомных электростанций, предназначенных для работы в базе графиков нагрузки, неуклонно осложняет проблемы покрытия пиков нагрузки и обеспечения надежности энергосистем. Одновременно с этим в ряде районов США все большее значение приобретает комплексное освоение гидроэнергоресурсов, призванное решать проблемы орошения, водоснабжения, борьбы с паводками, судоходства, организации туризма и отдыха на воде.

В силу указанных причин возрастает значение гидроэнергетики как для решения проблем покрытия пиков нагрузки, так и при решении комплексных водохозяйственных проблем.

Характерным примером увеличения мощности является расширение ГЭС Гранд Кули мощностью 1974 *Мвт*. В настоящее время ведутся работы по сооружению третьего машинного зала с шестью агрегатами по 600 *Мвт* (увеличение в 2,8 раза); при этом выработка электроэнергии увеличится только в 1,5 раза. В дальнейшем, к 1995 г., намечается увеличить мощность ГЭС еще на 3600 *Мвт* (6×600 *Мвт*) без увеличения выработки электроэнергии. Такое положение характерно и для ряда других ГЭС США: намечается расширение существующих мощностей на таких ГЭС как Рокки Рич, Прист Рэпидс, Чиф Джозеф, Даллес и др.

Помимо строительства пиковых ГЭС наблюдается ускоренное строительство ГАЭС. До 1961 г. в США было построено только четыре небольших ГАЭС. За 1961—1969 гг. было введено в эксплуатацию 11 ГАЭС суммарной мощностью около 3200 *Мвт*. На 1/I 1970 г. в стране действовали 15 ГАЭС суммарной мощностью 3215 *Мвт*. В стадии строительства находилось 12 ГАЭС мощностью 6890 *Мвт* (табл. 7) [Л. 9].

Большое значение в США приобретают гидротехнические объекты комплексного назначения. Характерным примером в этом отношении может служить Калифорнийская водохозяйственная система (California Water Project). Комплексная схема предусматривает сооружение ГЭС — ГАЭС Оровилль, Термалито, Сан-Луис и ряда других ГЭС, 21 плотины, бетонированных каналов общей протяженностью 780 *км*, 265 *км* напорных трубопроводов, около 20 насосных станций. Основное назначение си-

Таблица 7

ГАЭС	Год ввода	Напор, *м*	Генераторная мощность, *Мвт*	Число агрегатов
Кинцуа (Сенека)	1970	250	396	2
Гранд Кули I	1971	111	97	2
Мармон Флэт	1971	44	50	1
Норсфильд Маунтин	1972	250	1000	4
Хорс Меса	1972	79	100	1
Ладингтон	1973	110	1872	6
Бленхейм-Джилбоа	1973	348	1000	4
Картерс	1974	132	250	2
Джокасси	1974	95	610	4
Элберт I	1975	135	100	1
Кейзингер Блаф	1977	24	160	5
Кастаик	1977	324	1200	6

стемы — переброска стока из рек Северной части штата Калифорния в дефицитные по воде районы на юге на расстояние 880 *км* для ирригации и водоснабжения. Одновременно входящие в комплекс ГАЭС решают проблему покрытия пиков нагрузки. Несмотря на огромные масштабы строительства (стоимость — 2,6 млрд долларов), система рассматривается лишь как первый этап комплексного решения энергетических и водохозяйственных проблем района.

Большие комплексные гидроэнергетические и водохозяйственные работы ведутся на р. Арканзас. Предусмотрено строительство ряда ГЭС, работы по трансформированию паводков, улучшению условий судоходства, организации отдыха на воде. Предусмотрена переброска части стока р. Фрайингпан в бассейн р. Арканзас для расширения площади орошаемых земель. Ведется разработка схем комплексного использования Колорадо, Миссури и других рек.

Все большее внимание уделяется рекреационным аспектам гидротехнического строительства: созданию на водохранилищах спортивных лагерей, кемпингов, гостиниц, мотелей, мест для рыбной ловли и т. д. В технико-экономические расчеты все чаще включается компонент «рекреация», повышающий эффективность гидротехнического строительства.

В свете вышеизложенного необходимо рассматривать последние по времени правительственные прогнозы (1971 г.) развития энергетики и гидроэнергетики США, приведенные в табл. 8 и 9 [Л. 10].

Таблица 8

Электростанции	1970 г.		1980 г.		1990 г.	
	млн. *квт*	%	млн. *квт*	%	млн. *квт*	%
ГЭС	55,7	16,2	68	10,2	82	6,5
ГАЭС	3,6	1,0	27	4,0	70	5,5
ДЭС и ГТУ	16,2	4,6	30	4,5	50	4,0
ГЭС	261,2	75,0	396	59,3	558	44,3
АЭС	11,6	3,2	147	22,0	500	39,7
Итого:	348,3	100,0	668	100,0	1260	100,0

Таблица 9

Электростанции	1970 г.		1980 г.		1990 г.	
	млрд. квтч	%	млрд. квтч	%	млрд. квтч	%
ГЭС	250,6	16,2	275	8,8	315	5,3
ГАЭС	5	0,3	25	0,8	60	1,0
ДЭС и ГТУ	15	0,9	20	0,6	35	0,6
ТЭС	1220	78,4	1890	60,8	2445	41,3
АЭС	65	4,2	900	29,0	3065	51,8
Итого:	1555,6	100,0	3110	100,0	5920	100,0

ЛИТЕРАТУРА

1. US FPC, 43-rd Annual Report,Washington, D. C., 1964, p. 83.
2. US FPC, 47-th Annual Report, Washington, D. C., 1968, p. 37.
3. Hydroelectric Power Resources of the United States, Developed and Undeveloped, January 1, 1968, Washington, 1968.
4. Historical Statistics of the United States, Washington, D. C., 1949.
5. Statistical Yearbook of the U. N. (за ряд лет).
6. Water Power, 1968, v. 20, N 11, pp. 439 — 444.
7. Hydroelectric Plant Construction Cost and Annual Production Expenses, 1966 and 1967, Washington, 1969.
8. Moody's Public Utility Manual, 1969, p. a 28.
9. Water Power, 1970, vol. 22, N 3, pp. 96 — 101.
10. VIII World Power Conference, Bucharest, 1971, Paper 2. 1—19.
11. Electrical World, 1972, v. 177, N 6, p. 58.

Раздел третий

ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ОЦЕНКА ИХ МАНЕВРЕННЫХ СВОЙСТВ

УДК 621.311 : 338.45

Доктор технических наук Д. С. ЩАВЕЛЕВ, доктор экономических наук П. П. ДОЛГОВ, инженер А. А. ПАПИН

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МАНЕВРЕННЫХ КАЧЕСТВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

При проектировании электроэнергетических систем (ЭЭС) обеспечение необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей достигается соблюдением основных энергетических балансов — мощности, энергии и топлива. В настоящее время в связи с разуплотнением графиков электрической нагрузки и внедрением базовых блоков 300, 500 и 800 *Мвт* все более актуальной становится проблема покрытия переменной части графиков нагрузки и регулирования режимов ЭЭС.

На иерархически высоких уровнях решаемых задач (например, при комплексной оптимизации структуры ЭЭС) применение экономико-математического оптимального моделирования позволяет при необходимости достаточно детально учесть условия соблюдения основных балансов регулирования режимов, в частности баланса регулировочного диапазона [Л. 1]. При решении частных проектных задач создание сложных математических моделей, как правило, нецелесообразно.

В данном случае в основе приведения сравниваемых вариантов электрических станций к тождественному эффекту по участию в режимных балансах лежит принцип выбора альтернативного варианта развития структуры ЭЭС, исходя из дефицита пиковых мощностей в энергосистеме [Л. 2]. Справедливость данного подхода не вызывает сомнений, однако он не учитывает всей сложности проблемы. Например, в качестве заменяемого варианта для пиковой ГЭС часто принимается газотурбинная электростанция (ГТУ). При годовом числе часов использования установленной мощности ГЭС, равном или меньшем 1500 *час/год*, это правомерно, так как в этих пределах находится зона экономичной работы ГТУ. При бóльших значениях этой величины в роли альтернативного варианта ГЭС, строго говоря, должна выступить комбинация из пиковых и базисных (или полупиковых) ТЭС. Для полупиковой ГЭС, имеющей возможность глубокой разгрузки в ночные часы, в качестве заменяемого варианта по экономическим характеристикам может часто выступать комбинация базисных и полупиковых ТЭС.

С другой стороны, выбор соответствующего заменяемого варианта для ГЭС не всегда означает учет таких ее качеств, как высокая скорость набора и сброса мощности во время резкого изменения нагрузки ЭЭС, а также быстродействие при аварийных ситуациях в системе. Следует также учитывать, что для ГАЭС нет альтернативной электростанции.

Любую из рассмотренных задач, в том числе и задачу обоснования эффективности ГАЭС, можно решить известным путем оптимизации структуры энергосистемы с проектируемой ГЭС или ГАЭС и с заменяемыми ТЭС. Однако с укрупнением и объединением энергосистемы этот метод сохранит свое значение лишь при проектировании крупнейших и уникальных по мощности ГЭС, но в общем он будет все более и более терять практическое значение, так как при проектировании ГЭС с небольшим удельным весом в энергосистеме порядка 1—5% нет смысла заниматься расчетами оптимизации энергосистемы.

Сравнение ГЭС с ГТУ часто имеет лишь теоретическое значение, так как вместо ГЭС строятся не ГТУ, а блочные КЭС. Возникает необходимость разработки теоретически и практически приемлемых методов обоснования параметров и определения экономической эффективности ГЭС.

В существующей практике технико-экономических расчетов большое распространение получили замыкающие оценки, объективно характеризующие экономическую эффективность внедрения того или иного решения и получаемые на основе применения методов оптимального математического моделирования. В настоящее время на основе анализа оптимального топливного баланса разработаны показатели замыкающих затрат на топливо [Л. 5], а на основании расчетов оптимального покрытия приростов электропотребления — замыкающие оценки стоимости электроэнергии [Л. 6].

Отражая оптимальные балансы в целом по стране, замыкающие оценки в то же время соответствуют конкретным условиям развития отдельных участков энергетического хозяйства страны, что достигается их дифференцированием по районам и энергосистемам. Разработанные замыкающие показатели рекомендуется применять на всех этапах проектирования энергосистем и электрических станций.

В настоящей статье развиваются методические основы определения замыкающих оценок маневренных качеств электростанций, изложенные в [Л. 3 и 4].

Данная методика при дальнейшем ее развитии позволит решать задачи в широком плане:

1) находить оптимум по генерирующей и потребляющей частям энергосистемы и определять оптимальный режим электропотребления;

2) определять допустимые капиталовложения в мероприятия по увеличению регулировочных свойств блоков КЭС;

3) производить непосредственное технико-экономическое сопоставление электрических станций с учетом не только разницы в аварийности, ремонтах, расходе энергии на собственные нужды, но и различий в их маневренных свойствах. В статье рассматривается только последняя задача.

В простейшем виде структурную модель электроэнергетической системы можно составить следующим образом. Необходимо минимизировать приведенные затраты в энергосистему

$$З = \sum_{i=1}^{m} з_i \cdot N_i \qquad (1)$$

при ограничениях по балансу мощности

$$\sum_{i=1}^{m} N_i \geqslant P_{\text{макс}} \qquad (2)$$

и балансу выработки

$$\sum_{i=1}^{m} h_i N_i \geqslant W, \tag{3}$$

где N_i и h_i — соответственно установленная мощность и ее число часов использования для i-ой электрической станции; $P_{\text{макс}}$ — максимум нагрузки энергосистемы; W — годовой объем электропотребления; $з_i$ — удельные приведенные затраты по i-ой электростанции.

Балансы регулирования режимов будут соблюдены, если ввести в модель дополнительные ограничения

$$\sum_{i=1}^{m} a_i \cdot N_i \geqslant \Delta P_{\text{макс}}; \tag{4}$$

$$\sum_{i=1}^{m} b_i \cdot N_i \geqslant v_{\text{макс}}; \tag{5}$$

$$\sum_{i=1}^{m} c_i \cdot N_i \geqslant w_{\text{макс}}, \tag{6}$$

где a_i, b_i, c_i — относительные значения соответственно регулировочного диапазона и скоростей набора и сброса мощности i-ой электростанции; $v_{\text{макс}}$ и $w_{\text{макс}}$ — скорость подъема и спада нагрузки ЭЭС для наиболее тяжелых условий.

Требования к быстродействию аварийного резерва будут удовлетворены введением следующего ограничения

$$\sum_{i=1}^{m} b_{ab\cdot i} \cdot N_i \geqslant v_{ab}, \tag{7}$$

где $v_{ab} = N_{ab}/t_{ab}$ — необходимая средняя скорость ввода аварийного резерва; N_{ab} — мощность аварийного резерва ЭЭС; t_{ab} — время, в течение которого допустима аварийная ситуация в ЭЭС; $b_{ab\cdot i}$ — скорость набора мощности i-ой электрической станции в аварийной ситуации.

Для получения экономических оценок эксплуатационных свойств электрических станций, которые используются при покрытии балансов, описанных неравенствами (2—7), необходимо воспользоваться теорией двойственности. Двойственная задача может быть составлена на основе исходной, при этом она в масштабе приведенных затрат дает оценки сравнительной эффективности по участию в балансах (2)—(7). Эта задача описывается следующей системой:

$$\left.\begin{aligned} &\lambda_N \cdot P_{\text{макс}} + \lambda_W \cdot W + \lambda_p \cdot \Delta P_{\text{макс}} + \lambda_b v_{\text{макс}} + \lambda_c \cdot w_{\text{макс}} + \lambda_{ab} \cdot v_{ab} \to \text{макс} \\ &\lambda_N \cdot N_i + \lambda_W h_i N_i + \lambda_p a_i N_i + \lambda_b \cdot b_i N_i + \lambda_c \cdot c \cdot N_i + \lambda_{ab} \cdot b_{ab\cdot i} \cdot N_i \leqslant з_i \end{aligned}\right\} \tag{8}$$

Ограничения системы (8) показывают, что структура приведенных затрат разлагается по шести составляющим, которые характеризуют потребительские свойства энергоустановок и являются нормативными оценками установленной мощности, энергии, регулировочного диапазона, скоростей набора и сброса нагрузки и быстродействия аварийного резерва.

Являясь оценками оптимального плана, данные показатели отражают замыкающие значения удельных затрат в развитие того или иного потребительского качества структуры ЭЭС. Они должны быть дифференцированы по отдельным энергосистемам или их объединениям, поскольку положительный эффект каждого потребительского качества электростанций в ЭЭС определяется конкретным набором требований электропотребления.

Применение замыкающих оценок потребительских свойств при определении экономической эффективности проектируемой электрической станции исключает необходимость расчетов по оптимизации энергосистем.

Например, экономическую эффективность ГЭС можно проверить по условию

$$З_г - З_э \leqslant \lambda_N (N_г - N_э) + \lambda_W (W_г - W_э) + \lambda_p (\Delta N_г - \Delta N_э) + \\ + \lambda_b (v_г - v_э) + \lambda_c (w_г - w_э) + \lambda_{ab} (v_{ab \cdot г} - v_{ab \cdot э}),$$

или в более общем виде

$$З_г - З_э \leqslant \sum_{к=1}^{6} \lambda_к (q_{гк} - q_{эк}), \qquad (9)$$

где $к = 1, \ldots, 6$ — индекс потребительского свойства;

$q_{гк}$, $q_{эк}$ — размеры к-ого потребительского свойства на ГЭС и заменяемой мощности и энергии ГЭС.

При большом числе сравниваемых вариантов критерий оптимальности будет иметь вид

$$З - \sum_{к} \lambda_к \cdot q_к \to \text{мин}. \qquad (10)$$

Как видно, оптимальность той или иной электрической станции выясняется путем сопоставления затрат по ней с тем положительным эффектом, который имеет место в энергосистеме при вводе данной энергоустановки. Учет этого эффекта обеспечивает достаточную сопоставимость любых двух вариантов.

Способ определения величин технико-экономических оценок потребительских свойств электрических станций вытекает из теоремы двойственности и заключается в том, что эти оценки определяются совместно с нахождением оптимального плана, удовлетворяющего условиям (1—7), методами математического программирования. Однако практическая реализация такого метода может быть затруднительна, так как в реальных задачах существует множество дополнительных ограничений. С другой стороны, оценки, полученные таким образом, могут быть очень чувствительны к изменению ограничивающих условий, тогда как практика технико-экономических расчетов требует стабильных оценок в течение длительного времени.

В [Л. 3 и 4] указывается на возможность применения способа, основанного на статистическом анализе развития структуры ЭЭС за ряд лет с помощью метода наименьших квадратов. Отличаясь большей стабильностью, оценки, определенные по этому методу, строго говоря, не являются замыкающими, так как отражают средний уровень эффективности потребительских свойств электрических станций в данной ЭЭС.

В настоящее время на кафедре использования водной энергии ЛПИ имени М. И. Калинина продолжаются исследования по разработке метода определения технико-экономических оценок маневренных свойств электрических станций, основанного на анализе затрат и ущербов в комплексе «энергосистема—потребитель». Так, недостаточная скорость набора нагрузки электростанциями влечет за собой снижение частоты электрического тока в период увеличения нагрузки системы. В конечном итоге это приводит к недодаче энергии потребителям.

В первом приближении замыкающая оценка может быть определена по величине ущерба у потребителей от недодачи энергии и в энергосистеме (например, при снижении производительности питательных насосов КЭС) при снижении частоты электрического тока. Завышение частоты в период спада нагрузки, происходящее при недостаточной скорости сброса нагрузки, несомненно, снижает качество электроэнергии.

Определение экономической оценки завышения частоты представляет значительные трудности.

Технико-экономическую оценку регулировочного диапазона электрических станций можно рассматривать как дополнительные затраты по народному хозяйству, связанные с увеличением неравномерности режимов электропотребления. Расширение располагаемого регулировочного диапазона ЭЭС может осуществляться либо за счет изменения режимов работы базисных источников энергии, таких, как энергоблоки КЭС, агрегаты ТЭЦ, либо — ввода пиковых установок (например, ГЭС, газотурбинных установок и т. п.).

Расширение регулировочного диапазона ЭЭС за счет ввода пиковых электростанций на величину ΔN может потребовать дополнительных затрат $\Delta З$, размеры которых будут меняться в зависимости от типа и параметров установок. Увеличение удельных затрат $з = \frac{\Delta З}{\Delta N}$ выгодно до тех пор, пока они не превысят величины ущерба в энергосистеме и у потребителя в результате изменения режимов работы оборудования ЭЭС, т. е. до тех пор, пока

$$з \leqslant у,$$

где у — ущерб в ЭЭС и у потребителя на 1 *квт* дефицита регулировочного диапазона.

В первом приближении замыкающую оценку регулировочного диапазона можно определить по величине ущерба, которая при недостаточном регулировочном диапазоне электростанций определяется включением в ночные часы РОУ на ТЭЦ, увеличением аварийности, сокращением длительности межремонтных кампаний и сокращением срока службы оборудования блочных КЭС, ущербом у потребителей энергии вследствие отклонения от оптимальных режимов их работы и т. п.

При определении замыкающих оценок по величине ущерба в ЭЭС и у потребителя можно сравнивать между собой электрические станции с разным регулировочным диапазоном, например ГТУ с блочной КЭС, ГЭС с блочной КЭС, ГАЭС с ГТУ и т. д. При этом к затратам по ТЭС надо добавлять (или из затрат по ГЭС вычитать) оценки маневренных качеств электростанций.

Если последние достаточны для оптимального режима работы ЭЭС и потребителей, то их оценки становятся малыми и ими можно пренебречь. Однако развитие энергосистем показывает, что с течением времени во все большем числе систем и во все больших размерах возникают дефициты маневренных свойств. Определение замыкающих оценок по величине ущерба вызывает практические затруднения из-за того, что:

а) в настоящее время не разработаны методы оценки ущербов в ЭЭС и у потребителей при отклонениях частоты электрического тока, что требует самостоятельных исследований;

б) отсутствует статистическая информация о влиянии режимов работы электрических станций на их надежность и эксплуатационные показатели;

в) недостаточно разработана система удельных показателей ущерба у потребителей от недодачи энергии, что снижает достоверность результатов.

Поэтому возникает необходимость методической разработки других способов оценки маневренных свойств электростанций. Так, в первом приближении технико-экономические показатели маневренных свойств электростанции, в частности экономическая оценка регулировочного диапазона, могут быть определены путем оценки дополнительных затрат в энергосистеме при ее развитии в условиях дефицита маневренных свойств. Этот метод базируется на следующих положениях:

1. Предполагается, что снижение качества электроэнергии недопустимо.

2. Изменение режимов работы оборудования ЭЭС может быть осуществлено лишь в рамках, установленных правилами технической эксплуатации.

3. Надежность электроснабжения потребителей должна быть оптимальной.

На основе предварительных расчетов установлено, что величина данной оценки для энергосистем, характеризующихся высокой степенью неравномерности режимов электропотребления, может достигать 10—15 *руб/квт* в год в масштабе приведенных затрат.

Учитывая перспективы увеличения неравномерности графиков электрической нагрузки, укрупнение и объединение энергосистем, можно признать задачу применения замыкающих оценок режимных свойств электростанций своевременной. Трудности, связанные с определением величин замыкающих оценок, устранимы с помощью современных математических и вычислительных средств. Разработка и внедрение подобных показателей в практику проектирования является делом времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Математические модели для оптимизации развития электроэнергетических систем, Сб. статей, Восточно-Сибирское книжное издательство, Иркутск, 1971.

2. Основные положения по определению экономической эффективности гидроэнергетических объектов, Гидропроект, 1972.

3. Щавелев Д. С., Долгов П. П., Методические основы учета маневренных свойств ГЭС при обосновании вариантов развития электроэнергетических систем. Известия вузов (серия «Энергетика»), 1970, № 6.

4. Долгов П. П., Папин А. А., Щавелев Д. С., Об учете в экономических расчетах маневренности электрических станций, «Электрические станции», 1971, № 9.

5. Мелентьев Л. А., Бесчинский А. А. и др., Основные положения методики определения замыкающих затрат на топливо, «Теплоэнергетика», 1967, № 8.

6. Зейлигер А. Н., Чернин М. А., Шарыгин В. С., Замыкающие оценки стоимости электроэнергии, «Электрические станции», 1969, № 4.

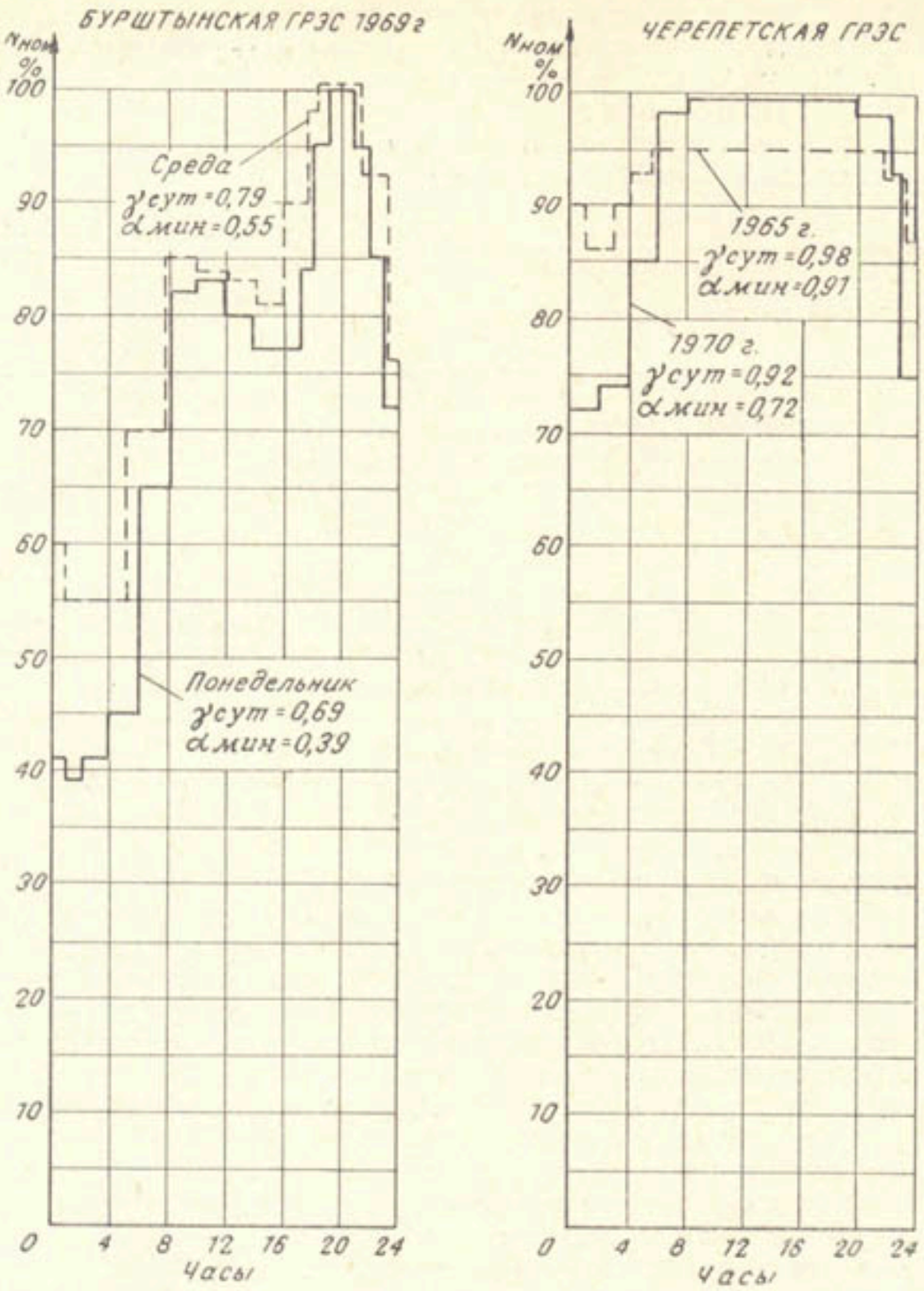
УДК 621.31123.003

Кандидат экономических наук В. В. РАППОПОРТ, инженер Л. А. ЯШИН-ФЕРШЕЛЬ

ВЛИЯНИЕ НЕРАВНОМЕРНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ БЛОКОВ ТЭС НА ИХ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

В условиях разуплотнения суточных графиков электрической нагрузки, углубления ночного провала и увеличения в энергобалансе доли ТЭЦ и АЭС блоки конденсационных электростанций должны быть приспособлены к изменению нагрузки. Иллюстрацией неравномерного режима работы КЭС могут служить графики Черепетской и Бурштынской ГРЭС (рисунок). В перспективе ожидается дальнейшее увеличение неравномерности работы блочных КЭС в энергосистемах.

Оценка зависимости технико-экономических показателей ГРЭС от режима их работы произведена на основе изучения фактических данных по восьми ГРЭС, а также имеющихся отечественных и зарубежных литературных источников.



Зимние суточные графики нагрузок ГРЭС.

В результате выявлено, что неравномерный характер работы энергоблоков сказывается на снижении их экономичности и надежности в эксплуатации, повышении степени физического износа оборудования, продолжительности его простоя в капитальном и текущем ремонте и увеличении соответствующих затрат.

Ухудшение экономичности работы энергоблоков при разуплотнении графика их нагрузки выражается, прежде всего, в повышении удельного расхода топлива самой ГРЭС. Так, по блокам на Старобешевской ГРЭС удельный расход топлива возрос вследствие разуплотнения графика нагрузки с 365,7 *г у.т/квтч* в 1969 г. до 373 *г у.т/квтч* в 1970 г.

Увеличение удельных расходов топлива на ГРЭС при разуплотнении графика их работы происходит вследствие повышения расхода топлива на пуски; увеличения температуры уходящих газов из-за больших присосов воздуха в топочные камеры при совместном сжигании твердо-

го и жидкого топлива; снижения температуры питательной воды из-за частых разгрузок с отключением регенерации; увеличения расхода электроэнергии на собственные нужды; увеличения потерь конденсата при пусках котлов и турбин и т. п.

Сопоставление технико-экономических показателей работы блоков одной из ГРЭС за 1965 и 1970 гг. приведено в табл. 1

Таблица 1

Технико-экономические показатели	Годы	
	1965	1970
Коэффициент использования установленной мощности блоков, %	73,7	69,1
Средняя нагрузка турбин, *Мвт*	126	115,6
Число растопок котла из:		
холодного состояния	88	94
горячего состояния	4	7
Простой котлов в резерве, час	739	2946
Удельный расход условного топлива на отпущенный *квтч*, *г/квтч*	383,6	391,5
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	9,3	9,9
Давление пара перед турбиной	168	161
Простой в неплановом ремонте (час):		
котлов	1965	2670
турбин	166	330

Разуплотнение графика нагрузок блоков ГРЭС в 1970 г. (см. рисунок) привело к значительному ухудшению показателей работы, несмотря на освоение блоков в указанный период. Удельный расход топлива увеличился на 3%, простой котлов и турбин в аварийном ремонте — на 30—50%, расход электроэнергии на собственные нужды — на 5%.

На теплоагрегатах, работающих в режиме частых разгрузок и остановок, наблюдается также повышенный физический износ оборудования. Это выражается в усталостных разрушениях в зонах термического перепада пароперегревателей и регенеративных подогревателей; высокотемпературной коррозии водяных экономайзеров и экранных труб; трещинообразовании в обмуровке котла, корпусах турбин, регулирующих клапанах и арматуре блока. Наблюдается также увеличение заноса хвостовых поверхностей нагрева при снижении температуры стенок воздухоподогревателей; повышение износа дымососов из-за отключения электрофильтров при сжигании мазута с пылью; уменьшение срока службы горелок; повышенная вибрация подшипников турбин; снижение надежности работы лопаточного аппарата цилиндра низкого давления турбин и т. п.

Перечисленные факторы, наряду со снижением срока службы ряда элементов (что трудно оценить количественно), приводят к увеличению продолжительности и периодичности простоя оборудования в плановых, капитальных и текущих ремонтах, а также аварийного простоя.

Неравномерный режим турбин приводит к сокращению межремонтной кампании примерно на 20% и к увеличению объема капитального ремонта примерно на 15% (по данным Белорусэнерго). В связи с пиковым режимом стали выходить из строя питательные насосы, конструкции пода котла, крепежные детали и т. д., которые ранее работали надежно.

Влияние неравномерного режима работы на технико-экономические характеристики ТЭС можно иллюстрировать сопоставлением показателей эксплуатации однотипных блоков 300 *Мвт* на ГРЭС Центральной и Южной энергосистем. В 1970 г. режим работы блоков ГРЭС *Б* был более неравномерным, чем на ГРЭС *А*. Вследствие этого, как видно из табл. 2

удельный расход топлива блока ГРЭС *Б* был выше на 5%, расход собственных нужд — на 15%, простой в капитальном и текущем ремонте был больше примерно вдвое, а затраты на ремонты — на 75%.

Таблица 2

Технико-экономические показатели	ГРЭС *А*	ГРЭС *Б*
Коэффициент использования установленной мощности, %	71,2	55,4
Средняя нагрузка турбин, *Мвт*	252	224
Число пусков из холодного состояния	13	22
Число остановов блока:		
плановых	1	3
вынужденных	10,7	12,6
Удельный расход условного топлива на отпущенный *квтч*, *г/квтч*	364	381
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	5,5	6,4
Затраты на капитальный ремонт, *руб/квт*	2,26	3,3
Затраты на текущий ремонт, *руб/квт*	1,8	4
Средний простой блока в капитальном ремонте, сутки	28	64

Отрицательные последствия неравномерного режима работы блоков ГРЭС подтверждаются и зарубежными материалами. Данные, полученные в результате ревизии более 800 турбин [Л. 4], свидетельствуют, что турбины, которые чаще пускались и останавливались, имели большее количество трещин. По другим данным систематические изменения нагрузки теплоагрегатов на 20% сокращают срок их службы на 15—20% [Л. 5].

Статистические исследования по ТЭС [Л. 6] показывают, что 25% аварийных выходов из строя агрегатов происходили из-за повреждений в период пуска. Величина дополнительных издержек, связанных с аварийными выпадениями мощности из-за частых пусков установок, близка к стоимости топлива, дополнительно затрачиваемого на пуск.

В настоящее время уделяется большое внимание изучению последствий переменного режима на ТЭС. Для этой цели на некоторых электростанциях ведется наблюдение за блоками, работающими в преднамеренном режиме частых пусков и остановок. Так, на Старобешевской ГРЭС один из блоков работает с ежесуточными остановками и пусками. Эксперимент начат в мае 1971 г. и рассчитан на 300 циклов. Аналогичные эксперименты проводятся на Молдавской и Литовской ГРЭС.

Результаты эксперимента позволят уточнить количественную оценку зависимости показателей эксплуатации ГРЭС от их режима. Однако имеющиеся в настоящее время материалы позволяют сделать вывод о большом значении ввода специальных регулирующих электростанций, в том числе ГЭС и ГАЭС, для повышения экономичности работы теплосилового оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гельтман А. Э., Ильина Л. В., Маневренные характеристики конденсационных блоков и возможности покрытия пиковых нагрузок с помощью паротурбинного оборудования в объединенных энергосистемах, изд-во «Наука», 1968.

2. Трубилов М. А. и др., Влияние режимов пуска на коробление цилиндров турбин ЛМЗ типа К-200-130, «Теплоэнергетика», 1968, № 12.

3. Подготовка к переводу крупных паровых турбин на работу в условиях частых пусков и остановок в ЧССР, «Теплоэнергетика», 1968, № 2.

4. El World, 1965, 164, № 19, p. 24—26, экспресс-информация, «Теплоэнергетика», 1966, № 10.

5. Translation of the ASME, Series A, Journal of Engineering for Power, 1960, vol. 82 A, N 3; то же, 1957, vol 79 A.

6. Berichi 15, 11, B—1 Teiltagung in der Schwiss 13—17 September, 1964.

УДК 621.311(08421)

Доктор технических наук Н. Н. КРАЧКОВСКИЙ

ПОКРЫТИЕ ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТИ ГРАФИКА НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СССР И ПЕРЕДАЧА ГИДРОЭНЕРГИИ ИЗ СИБИРИ[1]

Одной из основных задач развития электроэнергетики СССР на ближайшие десятилетия является обеспечение европейской части страны дешевой электроэнергией. Наибольшие трудности представляет покрытие переменной части графика нагрузки ЕЕЭС.

Вследствие ограниченности в ЕЕЭС неиспользованных гидроресурсов и непрерывного возрастания пиковости графика нагрузки проблема покрытия приобретает большую остроту и она будет усиливаться при широком строительстве атомных электростанций, которые в первую очередь будут использованы для покрытия базисной части графика нагрузки.

В настоящее время в теплоэнергетике практически отсутствует оборудование, обладающее необходимой маневренностью и экономичностью для покрытия пиковой и полупиковой зон графика.

В журнале «Теплоэнергетика» [Л. 1, 2, 3] своевременно поставлен вопрос о необходимости скорейшего создания такого наиболее эффективного оборудования, а возможные его варианты анализируются с технико-экономической точки зрения. Уместно, однако, предварительно поставить вопрос, имеется ли у нас оборудование достаточно экономичное и надежное для базисной работы.

В настоящее время широко применяются базисные блоки К-200-130 и К-300-240, а в опытной эксплуатации находятся блоки К-500-240 и К-800-240 и пока нельзя судить об их экономичности и надежности.

Первые блоки К-300-240 были введены на Украине в 1964 г., освоение их происходило медленно, и в 1967 г. удельный расход топлива был равен 395 *г/квтч*, т. е. на 15% выше расчетного, а число часов использования — 4200 [Л. 4].

В 1968 г. для находившихся в работе 36 блоков К-300-240 удельный расход топлива был равен 382,3 *г/квтч*, а число часов использования — 4550, тогда как для 69 блоков К-200-130 удельный расход был равен 367 *г/квтч*, т. е. на 15 *г* ниже, а число часов использования — 5640. К настоящему времени блоки К-300-240 достигли, по-видимому, своих проектных показателей.

Таким образом, на ближайшие пять лет реальными являются базисные блоки К-200-130 и К-300-240. Следует отметить, что при одинаковой мощности КЭС 1200 *Мвт* удельные затраты для блоков К-300-240 на 14% выше, чем для блоков К-200-130.

В [Л. 1, 3] для покрытия полупиковой зоны графика нагрузки рекомендуется разработка блоков в 300 и 500 *Мвт* на докритические параметры пара с удельными затратами 80—100 *руб/квт* и расходом условного топлива при $h = 4000$ час 380—420 *г/квтч*, что вполне целесообразно.

Если пользоваться данными [Л. 1] и условно принять, что показатели блоков К-800-240 являются более или менее реальными, то при числе часов использования 6000 они равноэкономичны с блоками К-500-160 (а также с блоками на 90 *ата*), но при $h = 5000$—4000 час стоимости энергии для блоков К-800-240 выше на 2—6%.

Большим преимуществом блоков на докритические параметры пара являются значительно бо́льшая их надежность и маневренность, а потому есть основание сделать общий вывод, что блоки К-500-160 могут

[1] Статья публикуется в порядке обсуждения.

рассматриваться как основные блоки на ближайшие годы для покрытия не только полупиковой, но и базисной части графика нагрузки ЕЭС (наравне с блоками К-500-240 и К-800-240).

Для районов дешевого топлива, в частности районов Сибири, при стоимости топлива порядка 2 *руб/т у. т.* расчетная стоимость энергии при $h = 4000$ и 6000 час для блоков К-500-160 на 15—16% ниже, чем для блоков К-800-240. Эти данные подтверждают приведенное в [Л. 1] мнение, что в условиях Сибири применение закритических параметров пара экономически недостаточно оправдано.

В связи с предстоящим широким развитием в ЕЭС атомных электростанций базисные блоки на 240 *ата*, вводимые в период 1971—1980 гг., в дальнейшем будут вытесняться в полупиковую зону графика и, следовательно, должны обладать достаточной маневренностью, что является серьезным дополнительным доводом для применения в ЕЭС мощных блоков на докритические параметры пара.

Следует учитывать и зарубежный опыт. В США больше половины новой мощности будут иметь закритические параметры пара, но в Западной Европе — Англии, Франции и ФРГ — давление пара лежит в пределах 160—180 *ата*. В Англии типовыми являются блоки 500 *Мвт*, в 1971 г. в работе находилось 24 таких блока из 47 заказанных. Типовыми являются КЭС с четырьмя агрегатами на 500 *Мвт*. Во Франции перешли на блоки 600 *Мвт* и три таких блока уже находятся в эксплуатации. Фирма «Альстом» разрабатывает блок в 1000 *Мвт* также на докритические параметры пара.

Возвращаясь к покрытию баланса мощности в ЕЭС в европейской части страны, следует отметить также большой удельный вес ТЭЦ (33—39%), что при экономическом минимуме нагрузки ТЭЦ 85% [Л. 3] увеличивает трудности регулирования мощности. Если же использоать ТЭЦ для регулирования, то заметно возрастает удельный расход топлива.

Появление потребителей, работающих только в ночные часы, может существенно уменьшить требования к величине регулируемой мощности станций. Такими потребителями могут быть электронагревательные и электроотопительные устройства в виде электрокотлов или специальных кабелей сопротивления, закладываемых в полы и стены домов. Над выравниванием ночной нагрузки энергосистем надо работать. Однако оно не может существенно повлиять на указанные требования к регулированию блоков ГРЭС. В [Л. 1] отмечается также существенная разница в стоимости энергии для блочных ГРЭС в зависимости от их использования. Так, с увеличением числа часов использования стоимость дополнительно вырабатываемой энергии снижается для блоков:

К-800-240 при увеличении использования с 4000 до 6000 час с 1,21 до 0,57 *коп/квтч;* К-500-160 при увеличении использования с 4000 до 6000 час с 1,23 до 0,63 *коп/квтч*, а при увеличении использования с 2000 до 6500 час с 1,82 до 0,58 *коп/квтч*.

Аналогичные результаты получаются и при использовании данных [Л. 3].

В ЕЭС необходимо начать сооружение ГАЭС и при обосновании их эффективности отпускаемую для зарядки электроэнергию следует оценивать по указанной стоимости 0,5—0,6 *коп/квтч*. При использовании в турбинном режиме на 2000 час ГАЭС будут вытеснять пиковые ТЭС, стоимость энергии которых согласно [Л. 1] лежит в пределах 1,65—2,0 *коп/квтч*.

В связи с указанными требованиями к параметрам блочных ГРЭС и экономическими характеристиками все большую актуальность приобретает использование в электробалансе ЕЭС европейской части СССР мощности сибирских ГЭС, которая может передаваться в полупиковом режиме.

В своем выступлении на XXIV съезде КПСС министр энергетики и

электрификации СССР тов. П. С. Непорожний отметил, что для использования уникальных энергоресурсов Сибири предусматривается создание электрического моста Восток—Центр для передачи в Центр до 500 млрд. *квтч* электроэнергии в год, что в переводе на топливо соответствует примерно 200 млн. *т* у.т.

Как известно, первая электропередача постоянного тока ± 750 *кв* предполагается от Экибастузских КЭС, но дальнейшие электропередачи должны выполняться от ГЭС Ангары и Енисея и от Итатских КЭС, использующих наиболее дешевые в стране угли открытой добычи.

В связи с очень плотным графиком нагрузки ОЭС Сибири $h = 7000$ час и числом часов использования ГЭС Ангары и Енисея порядка 4500 последние, при отсутствии связи с ЕЭЭС, могут быть использованы лишь постепенно. В прошлом имелись и будут иметься большие избытки не только мощности, но и энергии, несмотря на замедленное сооружение ряда сверхмощных ГЭС.

По данным Энергосетьпроекта, даже в 1969—1970 гг. на Братской и Красноярской ГЭС происходили сбросы воды и потери энергии до 4 млрд. *квтч* в год. Избытки мощности и энергии будут и при вводе Усть-Илимской и Саяно-Шушенской ГЭС общей мощностью около 10 млн. *квт*, а потому необходимо скорейшее сооружение электропередач постоянного тока для передачи мощности ГЭС в ЕЭЭС.

В технических кругах довольно широко распространено мнение о нецелесообразности передачи полупиковой энергии от ГЭС Ангары и Енисея в ЕЭЭС.

Известно, что наибольшая эффективность ГЭС имеет место при покрытии пиковой и полупиковой зон графика нагрузки.

Для ОЭС Сибири на отдаленную перспективу необходимую мощность ГЭС для покрытия пиков и полупиков можно оценить в 20 млн. *квт*. Остальную возможную мощность ГЭС 40 млн. *квт* и 180—200 млрд. *квтч* следует передавать в ЕЭЭС. При указанной выше суммарной передаче из Сибири 500 млрд. *квтч*, 300 млрд. *квтч* должны поступать от тепловых станций. Наиболее целесообразна совместная передача по линиям постоянного тока от ГЭС и КЭС.

Для установления экономической целесообразности передачи полупиковой мощности ГЭС выполнены специальные технико-экономические расчеты при раздельной передаче по линиям ± 750 *кв* полупиковой мощности от ГЭС с $h = 5000$ час (на отправном конце 4700 час) и при передаче от Итатских КЭС с $h = 7000$ час. Эти варианты передачи сравниваются с КЭС в ЕЭЭС.

Во всех случаях протяженность линии принята 3500 *км*, передаваемая мощность на отправном конце 10 млн. *квт*, а на приемном конце (согласно электрическим расчетам) — 8 млн. *квт* и 40—56 млрд. *квтч*.

Для наибольшей объективности сравнения следует рассматривать не одну какую-либо ГЭС, а каскад ГЭС Ангары и Среднего Енисея (включая Осиновскую) с указанной выше мощностью.

С учетом общего повышения стоимости удельные затраты в ГЭС равны 183 *руб/квт* (по ТЭДу 1969 г. —142 *руб/квт*), а в расчетах округленно приняты 200 *руб/квт*.

В соответствии с расчетами проектных организаций Министерства энергетики и электрификации СССР стоимость Итатских КЭС принята 140 *руб/квт*, а КЭС в ЕЭЭС—125 *руб/квт* (с учетом собственных нужд).

Стоимость итатского угля принята в 2 руб. *т* у. т., а замыкающего топлива в ЕЭЭС в среднем — 20 руб. *т* у. т. [Л. 1, 3].

В связи с весьма большой протяженностью ЛЭП ±750 *кв* и огромной величиной передаваемой по одной цепи мощности необходимо, по условиям надежности, либо почти одновременное (с промежутком 2—3 года) сооружение двух параллельных ЛЭП с поперечными связями между ними, либо применение для первоочередной электропередачи двух уни

полярных ЛЭП с расположением проводов каждого полюса на отдельных опорах (стойках) со взаимной связью между ними.

Для действующих и проектируемых за рубежом электропередач постоянного тока стоимость выпрямительной и инверторной подстанций равна 40—50 *долл/квт* и в три раза ниже стоимости тепловых станций в США и Канаде, равной 140 *долл/квт*.

При стоимости КЭС в ЕЭЭС 125 *руб/квт* нормальную стоимость двух преобразовательных подстанций можно принять равной 40 *руб/квт*, как нижний предел, а для первоочередной электропередачи она принята в два раза выше, т. е. 80 *руб/квт* (табл. 1).

Таблица 1

	Подстанция, *руб/квт*	ЛЭП ± 750 *кв*, тыс. *руб/км*	Общие затраты, млн. руб.	*Руб/квт* *
Первоочередная электростанция ± 750 *кв* (две полуцепи)	80	128,5	1170	146
Следующие биполярные электропередачи	40	80	640	80

* По данным комиссии, возглавляемой акад. Н. А. Мельниковым (1969 г.), стоимость электропередач принята в пределах 80—120 *руб/квт*, а стоимость топлива в ЕЭЭС—15—17 руб. *т у. т.*

На основе вышеприведенных данных (при нормативном коэффициенте эффективности 0,12) выполнены технико-экономические расчеты при раздельной передаче от ГЭС и ТЭС Сибири, с которыми сопоставляются КЭС в ЕЭЭС мощностью в 8 млн. *квт* при $h = 5000$ и 7000 час (40 и 56 млрд. *квтч*). Технико-экономические показатели вариантов электроснабжения ЕЭЭС приведены в табл. 2.

Таблица 2

Варианты	I	II	III	IV	V
Тип электростанций	ГЭС Ангары и Енисея		КЭС в ЕЭЭС	Итатская КЭС	КЭС в ЕЭЭС
Энергия на приемном конце, млрд. *квтч*	40	40	40	56	56
Общие капвложения, млн. руб.	2640	3170	1000	2570	1000
Эксплуатационные расходы (включая топливо)	53,6	75	400	270	510
Расчетная стоимость электроэнергии, *коп/квтч*	0,92	1,14	1,3	1,03	1,13
Экономия при электропередаче, *коп/квтч*	0,38	0,16	—	0,10	—
Себестоимость, *коп/квтч*	0,134	0,187	1,0	0,48	0,91
Экономия эксплуатационных расходов за 10 лет при электропередаче, млн. руб.	3464	3250	—	2400	—
Срок окупаемости электропередачи, лет	4,7	6,7	—	6,6	—

Из табл. 2 следует, что даже при современной чрезвычайно высокой стоимости ЛЭП и преобразовательных подстанций, экономия при передаче от ГЭС и КЭС Сибири, по сравнению с КЭС в ЕЭЭС равна 0,16—0,10 *коп/квтч*.

При передаче от ГЭС экономия эксплуатационных расходов за 10 лет равна 3,46—3,25 млрд. руб. и превышает первоначальные капи-

таловложения в ГЭС и электропередачу (2,64—3,17 млрд. руб.). Срок окупаемости — 4,7—6,7 года.

Если сопоставлять варианты II и IV при одинаковой повышенной стоимости электропередачи 1170 млн. руб., то при передаче от ГЭС (несмотря на меньшее количество передаваемой энергии), экономия эксплуатационных расходов, по сравнению с КЭС в ЕЭЭС больше на 35%.

Все эти данные указывают на относительно большую экономичность полупиковой передачи от ГЭС по сравнению с базисной передачей от Итатских КЭС.

Если все ГЭС Ангаро-Енисейского каскада 60 млн. *квт* и 270 млрд. *квтч* будут введены на полную мощность к концу столетия и в конце каждого пятилетия, начиная с 1980 г., будет вводиться по одной электропередаче ±750 *кв* в 8 млн *квт* и 40 млрд. *квтч* на приемном конце, то к 2000 г. (по четырем ЛЭП) будет передано 2 триллиона *квтч*.

Следует отметить, что в экономическом расчете не учтен межсистемный эффект, который по данным комиссии акад. Мельникова при четырех электропередачах равен 8 млн. *квт*.

Передача полупиковой мощности ГЭС не вступает в противоречие с развитием в ЕЭЭС атомных электростанций, которые в первую очередь будут покрывать базисную часть графика нагрузки.

Помимо чисто экономических преимуществ, при передаче энергии из Сибири необходимо учитывать, что при этом соответственно уменьшается мощность тепловых станций в ЕЭЭС. Для плотно населенной территории это имеет очень большое значение с точки зрения охраны населения и природы от вредных воздействий со стороны ТЭС и ограниченности водных ресурсов и строительных площадок.

Необходимо скорейшее сооружение всех гидроэлектростанций Ангаро-Енисейского каскада и одновременно электропередач постоянного тока первоначально напряжением ±750 *кв*, а в дальнейшем при напряжении ±1100 *кв*, при котором передаваемая мощность увеличивается почти в два раза, а стоимость передаваемой энергии уменьшается на 20—25%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мелентьев Л. А., Лаврененко К. Д., О выборе эффективного оборудования для работы в переменной части графика нагрузки электроэнергетических систем. «Теплоэнергетика», 1971, № 3.

2. Рокотян С. С., Волькенау И. М., Волкова Е. А., Требования энергосистем к маневренности оборудования, «Теплоэнергетика», 1971, № 3.

3. Троицкий А. А., Вымарков Б. М., Технико-экономические показатели тепловых электростанций для переменного режима работы, «Теплоэнергетика», 1971, № 3.

4. «Энергетика и электрификация», 1968, № 1.

УДК 621.311.21.002.2004.15:627.86

Кандидат технических наук А. А. БАШКИРОВ,
инженер О. Н. ГОГИЧАДЗЕ

ОБОБЩЕННЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗВИТИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С НАПОРНОЙ ДЕРИВАЦИЕЙ

Развитие энергетики района, обладающего значительными гидроэнергетическими ресурсами, невозможно без реалистической оценки места гидроэнергетики в общем энергетическом балансе не только в ближайшей, но и в более отдаленной перспективе. Такая реалистическая оценка должна быть получена в результате ряда проектных проработок на стадии составления схем использования водотоков.

Проектные проработки на этой стадии должны привести к конкретным рекомендациям в отношении оптимального состава и типа ГЭС, выбора среди них первоочередного объекта строительства, определения его роли в балансе энергосистемы и энергоэкономической эффективности. Только на основе таких рекомендаций можно доказать целесообразность составления технического проекта объекта, в том числе его первой стадии — технико-экономического обоснования.

Ответственность решений, принимаемых в результате рекомендаций схемы использования водотока, повысила требования к детализации расчетов, обосновывающих параметры каждого рассматриваемого варианта и размеры тех его сооружений, от которых в наиболее ощутимой степени зависит размер капиталовложений. Необходимость рассматривать всякий перспективный объект на фоне реальной энергосистемы, в которую, наряду с рассматриваемой, будут включаться и другие генерирующие гидроэнергетические установки, требует оценки стоимости дополнительного киловатта мощности каждой ГЭС.

Указанные условия особенно осложняют анализ вариантов деривационных установок с регулирующими водохранилищами и без них. При изменении установленной мощности, в результате неизбежного изменения режима работы ГЭС в энергосистеме, экономически оптимальные размеры деривационного туннеля должны определяться при переменном отношении величин расчетного и среднекубического расходов. Скорости воды в туннеле оптимального диаметра, отнесенные к расчетному расходу воды, оказываются существенно разными для различных значений установленной мощности ГЭС.

Подсчет среднекубических расходов и последующее вычисление соответствующих экономических диаметров туннеля для многочисленных вариантов, с которыми практически приходится иметь дело в проработках по схемам использования водотоков, представляют собой задачу, плохо увязывающуюся со сроками проектирования. Попытку упростить анализ, принимая скорости воды в туннеле при расчетном расходе постоянными, следует считать недопустимой, так как в этом случае неоправданно искажается истинная картина явления.

Описанное здесь противоречие между обоснованными требованиями проектной практики и ее возможностями привело к поискам упрощенного метода учета указанных выше факторов, обеспечивающего сопоставимость при сравнении вариантов изменения установленной мощности и режимов работы деривационных ГЭС.

Известное приблизительное соотношение для напорных туннелей

$$D_{эк} = \sqrt[7,28]{\frac{Q^3_{ср.куб}}{m}},$$

действительное при условии постоянства степенного показателя у коэффициента C в формуле Шези при m, соответствующем приросту стоимо-

сти туннеля на дополнительную единицу его живого сечения, дает выражение для экономического диаметра туннеля

$$D_{эк} = Q^{0,4}_{ср.\ куб}.$$

Если предположить, что существует возможность найти изменение среднекубического расхода в туннеле при различных значениях расчетного расхода в нем без кропотливого анализа режимов ГЭС в энергосистеме, то задачу о назначении размеров туннеля в сопоставительных расчетах можно было бы считать в основном решенной.

В процессе поисков упрощенного метода учета переменных режимных условий ГЭС действительно определилась возможность получения некоторых устойчивых зависимостей, а именно между величинами среднегодового расхода водотока, расчетного расхода подводящей напорной деривации и приведенного среднекубического расхода в ней, т. е. отнесенного к годовому числу часов 8760.

$$Q^{прив}_{ср.\ куб} = \sqrt[3]{\frac{\Sigma\,(Q_i^3\,\Delta t_i)}{8760}}.$$

На рис. 1 даны указанные зависимости, найденные на основе анализа работы установок без сезонного регулирования на реках Терек (Дарьяльская ГЭС), Кодори (Лата ГЭС) и Цхенис-Цкали (Орбели ГЭС) и для плотинно-деривационной установки с сезонным регулированием р. Ингури (Ингури ГЭС).

Последовательность получения приведенных зависимостей следующая. Для каждой установки выбиралось несколько значений расчетного расхода в диапазоне от 1,2 до 1,5 среднегодовых расходов водотока. Для каждого значения расчетного расхода назначались режимы работы, увязываемые с общими свойствами энергосистемы. При этом обращалось внимание на однотипность подхода к использованию установленной мощности для всех значений расчетного расхода. Разумеется, на практике может наблюдаться различная форма использования мощности от покрытия острого пика при частичном участии также и в более низких зонах графика нагрузки до случая кратковременной суточной работы при полной или почти полной мощности. Такие крайние случаи анализировались отдельно, однако внутри каждого из режимных вариантов поддерживалась указанная выше стабильность подхода.

На рис. 2 в графической форме показаны примеры рассмотренных режимов для установки с водохранилищем сезонного регулирования и для установки без водохранилища с бассейном недельного регулирования.

Для каждого из заданных режимов определялись значения расходов и их продолжительность по месяцам с учетом режимов выходных дней и, наконец, величина приведенного среднекубического расхода, отнесенного к 8760 часам. По полученным данным строились зависимости, приведенные на рис. 1. Необходимо оговорить, что приходится сталкиваться с некоторым разбросом точек, который является следствием неизбежных случайных предположений при назначении режимов отдельных месяцев. Однако, как показала практика, мы обычно имеем дело не с общим разбросом всех точек, а с выпадением лишь одной или реже двух точек из кривой, что объясняется невозможностью точного соблюдения упомянутого выше однотипного подхода при назначении режимов ГЭС.

Как видно из рис. 1, кривые для установки с водохранилищем сезонного регулирования лежат в области более низких значений отношения $Q^{прив.}_{ср.\ куб.}/Q_{рас.}$ Это объясняется влиянием водохранилища на продолжительность работы ГЭС полной мощностью в паводочный период, а также на продолжительность использования расчетного расхода, найденного из условия работы ГЭС при сработанном водохранилище.

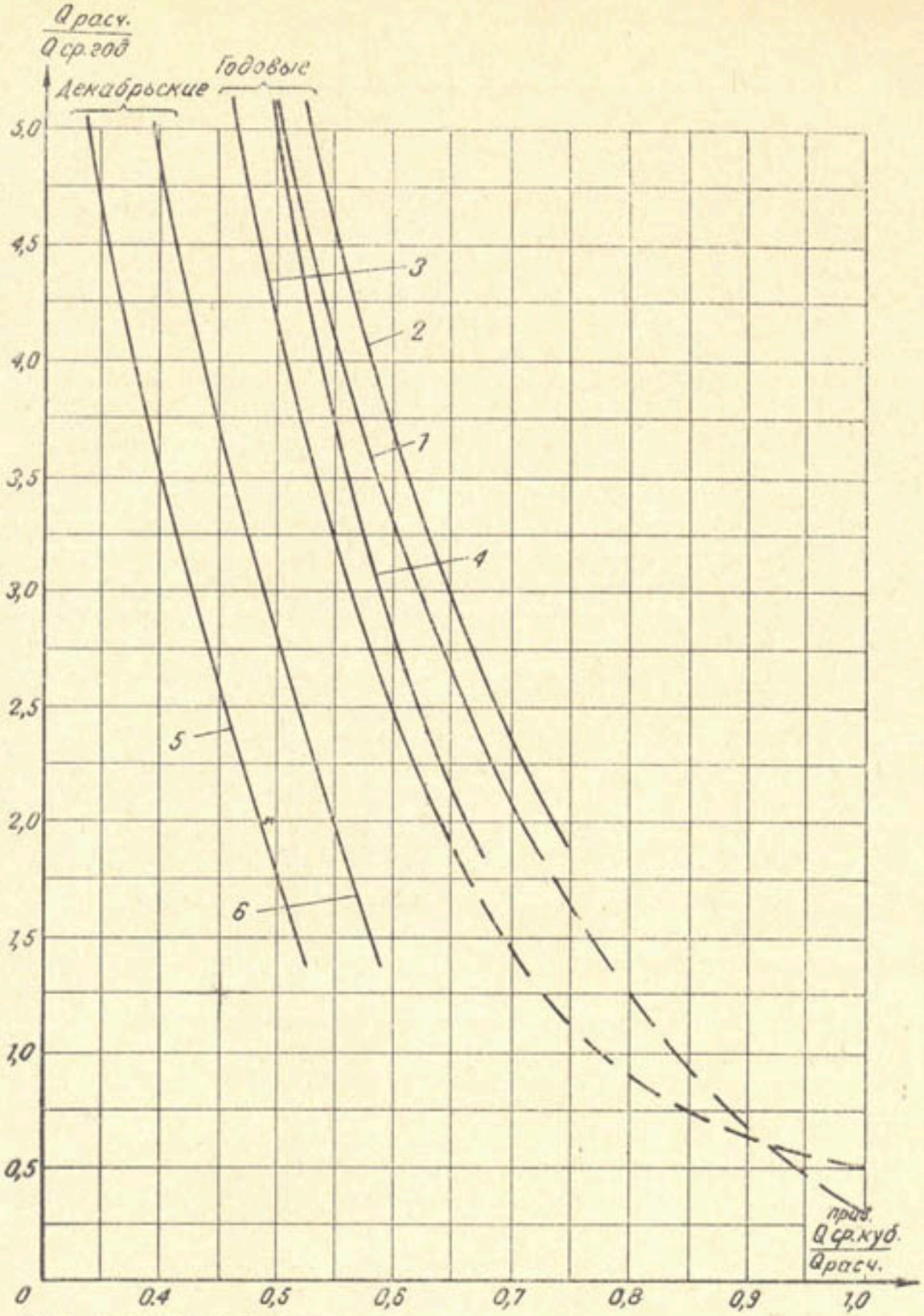


Рис. 1. Расчетные кривые для определения приведенных среднекубических расходов:

1 — ГЭС с недельным или суточным регулированием при участии в двух зонах суточного графика нагрузки; *2*—то же, при участии в одной остропиковой зоне; *3* —ГЭС с ограниченным сезонным регулированием при участии в двух зонах суточного графика нагрузки; *4*—то же, при участии в одной остропиковой зоне; *5*—соответствует кривым *1* и *3*; *6* — соответствует кривым *2*, *3*, *4*.

Естественно, что чем больше относительная величина сработки водохранилища, тем дальше влево уйдут расчетные кривые.

Положение начальной точки каждой кривой, соответствующее значению $Q^{прив.}_{ср.\ куб.}/Q_{расч.} = 1$, зависит от характера водотока. Нужно иметь в виду, что не только положение этой точки, но и весь отрезок кривых до значения $Q_{расч.}/Q_{ср.\ год} = 1{,}5$ не имеет практического значения.

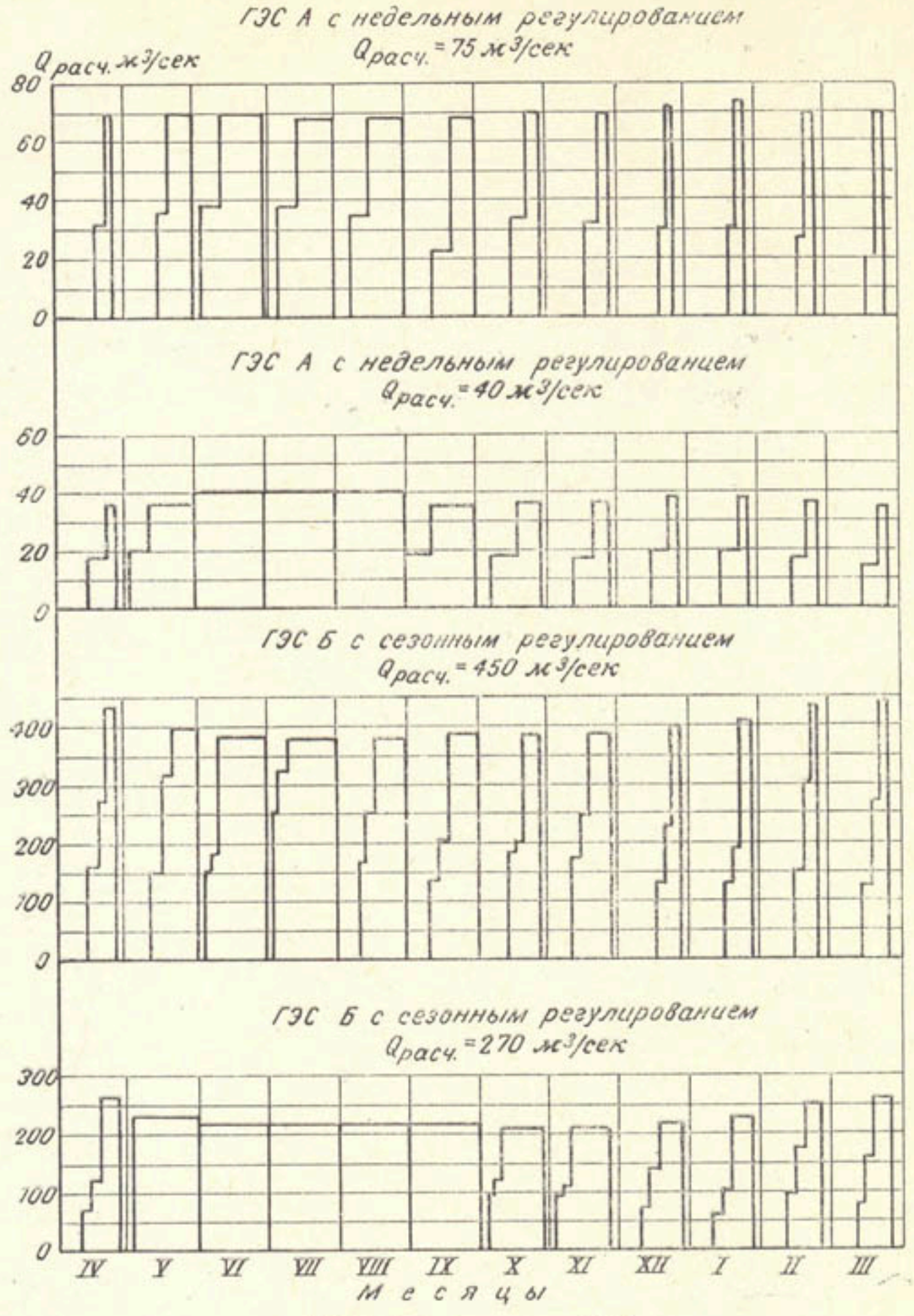


Рис. 2. Суточные режимы ГЭС.

В зоне, используемой при проектировании, удвоению расчетного расхода соответствует увеличение приведенного среднекубического расхода на 45—65%, а утроение этого расхода дает в среднем лишь удвоение среднекубического. При этом относительная величина прироста среднекубического расхода уменьшается с ростом кратности расчетного расхода по сравнению со среднегодовым.

Используя приведенное выше приблизительное выражение для скорости воды в напорном туннеле, имеющем энергоэкономически опти-

мальный диаметр, получим, что при удвоении расчетного расхода расчетная скорость воды в туннеле окажется выше на 35—50%, а при утроении его—увеличится в 1,75—1,85 раза. Экономически оптимальный диаметр напорного туннеля увеличится при удвоении расчетного расхода на 20—15%, а при утроении расхода — в среднем на 30%.

Приведенные здесь соотношения могут быть использованы для приближенных прикидок. Рекомендуемый же метод использования кривых рис. 1 ясен из следующего примера.

Анализируется эффективность увеличения установленной мощности на сезонно-зарегулированной плотинно-деривационной ГЭС, сооружаемой на реке со среднегодовым расходом 80 *м*³/*сек*. Рассматриваются варианты с расчетным расходом 160, 240 и 320 *м*³/*сек*. Пользуясь кривой 3 (см. рис. 1), получаем значения приведенного среднекубического расхода 103, 136 и 163 *м*³/*сек*. Для этих значений $Q_{\text{прив. ср. куб.}}$ должны быть определены диаметры, а затем стоимости напорного туннеля по методу, описанному ниже. Предварительно можно заключить, что если при расчетном расходе 160 *м*³/*сек* диаметр туннеля выбирается равным 6,2 *м*, то при расчетном расходе 240 *м*³/*сек* он составит 6,9 *м* и при 320 *м*³/*сек* — около 7,5 *м*.

Здесь своевременно коснуться вопроса о применении сетки стандартных диаметров при разработке схем использования водотоков. Сетка диаметров предусматривает изменение последних через 0,5 *м* в пределах до 6,0 *м* и через 1,0 *м* при бóльших поперечных сечениях. Очевидно, что в пределах сохранения постоянной величины диаметра туннеля, т. е. для больших туннелей в пределах ±0,5 *м*, из расчета стоимости дополнительного киловатта установленной мощности исключается одна из основных составляющих этой стоимости, при длинных туннелях до 50% и более. Сама величина установленной мощности в этом случае становится функцией диаметра туннеля, так как в большинстве случаев окажется выгодным развивать мощность до величины, для которой данный стандартный диаметр будет энергоэкономически оптимальным.

Если, например, вместо диаметра 6,5 *м* выбрать стандартный диаметр 7,0 *м*, то последний окажется экономически оптимальным не для расхода около 180 *м*³/*сек*, а для расхода около 220 *м*³/*сек*. Нетрудно заметить, что при подобной основе в сравнение вариантов вносится элемент случайности, неприемлемой для обоснования оптимальной схемы.

Исходя из сказанного, следует рекомендовать на стадии схем использования водотоков не учитывать сетку стандартных диаметров туннелей, которую нельзя считать жестко установленной на длительный период.

Найденные с помощью расчетных кривых рис. 1 значения среднекубических расходов должны лечь в основу энергоэкономического выбора диаметров туннеля. При выборе диаметра определяющую роль играют, кроме среднекубического расхода, потеря мощности при прохождении максимума нагрузки в декабре и капиталовложения в туннель. Потеря мощности может быть определена по значению среднекубического расхода декабрьских суток, отнесенного к 24 часам рабочего дня маловодного года.

Зависимость между приведенным среднекубическим расходом декабрьских суток и расчетным расходом ГЭС имеет такой же характер, как уже рассмотренная зависимость для приведенного среднекубического расхода в годовом разрезе.

Естественно, что соответствующие кривые для декабрьских суток оказываются сдвинутыми влево относительно кривых, отнесенных ко всему году. Это является следствием решающего влияния, которое оказывают режимы паводочного периода при отсутствии сезонного регулирования или при неполном сезонном зарегулировании водотока. Относительные среднекубические расходы зимних суток для ГЭС с сезонным регулированием оказываются более высокими за счет роста среднемеженной гарантированной мощности.

Потери используемой мощности ГЭС в балансе могут быть определены из выражения

$$\Delta N_{\text{исп}} = \frac{\Delta Э^{\text{XII}}_{\text{сут}}}{t} = \frac{K Q^{\text{XII прив}}_{\text{ср. куб. сут}} \cdot \Delta h \cdot 24}{t},$$

в которое введены значения приведенного среднекубического расхода декабрьских суток, соответствующая ему потеря напора в туннеле Δh и наибольшая длительность участия ГЭС в декабрьском суточном графике нагрузок t.

Теряемая годовая выработка энергии найдется из выражения

$$\Delta Э = K \cdot Q^{\text{прив}}_{\text{ср. куб}} \cdot \Delta H \cdot 8760,$$

в котором участвуют значения приведенного годового среднекубического расхода и соответствующая ему потеря напора в туннеле ΔH.

Определение экономического диаметра туннеля целесообразно вести методом построения двух кривых приростов расчетных затрат для туннеля и заменяемой ТЭС, отнесенных к приросту диаметра туннеля. В этом случае точке пересечения кривых соответствует уравнивание приростов, т. е. оптимальный диаметр туннеля. Преимуществом данного метода является определенность положения искомой точки, что не достигается в случае отыскания минимума у кривой суммарных расчетных затрат ГЭС и заменяемой ТЭС. Это, в свою очередь, позволяет обходиться меньшим числом вариантов диаметра исследуемого туннеля.

Расчеты для построения кривой приростов расчетных затрат по заменяемой ТЭС удобно вести в табличной форме, как показано в следующем конкретном примере при туннеле длиной 10 *км*, проходящем в хороших геологических условиях, и $Q^{\text{прив.}}_{\text{ср. куб.}} = 24{,}3\ м^3/сек$.

В приведенной таблице использованы выражения для капиталовложений и издержек по базисной ТЭС, в функции от используемой мощности и выработки ГЭС:

Таблица

Показатели	Приращение диаметра, *м*		
	с 3,5 до 4,0	с 4,0 до 4,5	с 4,5 до 5,0
$\Delta N_{\text{ТЭС}}$, тыс. *квт*	2,40	1,08	0,53
$\Delta Э_{\text{ТЭС}}$, млн. *квтч*	11,6	5,2	2,5
$К_{\text{ТЭС}}$, тыс. руб.	677	304	148
$И_{\text{ТЭС}}$, тыс. руб.	100	45	22
$К_{\text{тун}}$, тыс. руб.	1300	16000	1950
$И_{\text{тун}}$, тыс. руб.	14	17,3	21

$$К_{\text{ТЭС}} = 133{,}9\, N_{\text{ТЭС}} + 0{,}0294\, Э_{\text{ТЭС}};$$

$$И_{\text{ТЭС}} = 14{,}8\, N_{\text{ТЭС}} + 0{,}0054\, Э_{\text{ТЭС}};$$

вычисленные для Закавказской энергосистемы при принимаемых в проектах себестоимости и капиталовложениях в добычу и транспорт донецкого угля.

Кривая приростов расчетных затрат по ГЭС строится на основании данных об изменении капиталовложений в туннель в зависимости от диаметра последнего. Издержки по туннелю принимаются равными 0,0108 $К_{\text{тун}}$.

Построением кривых, показанных на рис. 3, находится значение экономического диаметра туннеля, а именно 3,8 *м*.

Описанный выше метод определения экономического диаметра напорного туннеля достаточно надежен и для более поздних стадий проектирования. Обобщенный подход к определению величины $Q^{\text{прив.}}_{\text{ср. куб.}}$ не может быть существенно уточнен при помощи прямого анализа режимов перспективной ГЭС, так как сами режимы в многолетнем разрезе

назначаются, исходя из общих соображений, и не могут быть надежно конкретизированы.

Для схемных проработок при анализе многочисленных вариантов расчет может быть дополнительно упрощен. При сравнении вариантов, в первую очередь, требуется обеспечить их сопоставимость. В отношении деривационных туннелей не так важно знать уточненные абсолютные значения их диаметров, как правильно оценить изменения этих значений при изменении величины среднекубического расхода в туннеле. Такая оценка может быть проведена по кривым, представленным на рис. 4. Эти кривые соответствуют приведенному выше теоретическому соотно-

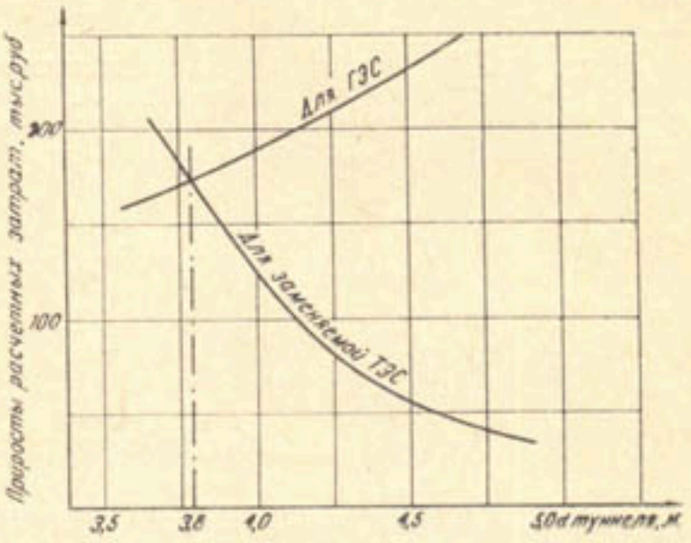


Рис. 3. Определение $d_{эк}$ построением кривых приростов расчетных затрат.

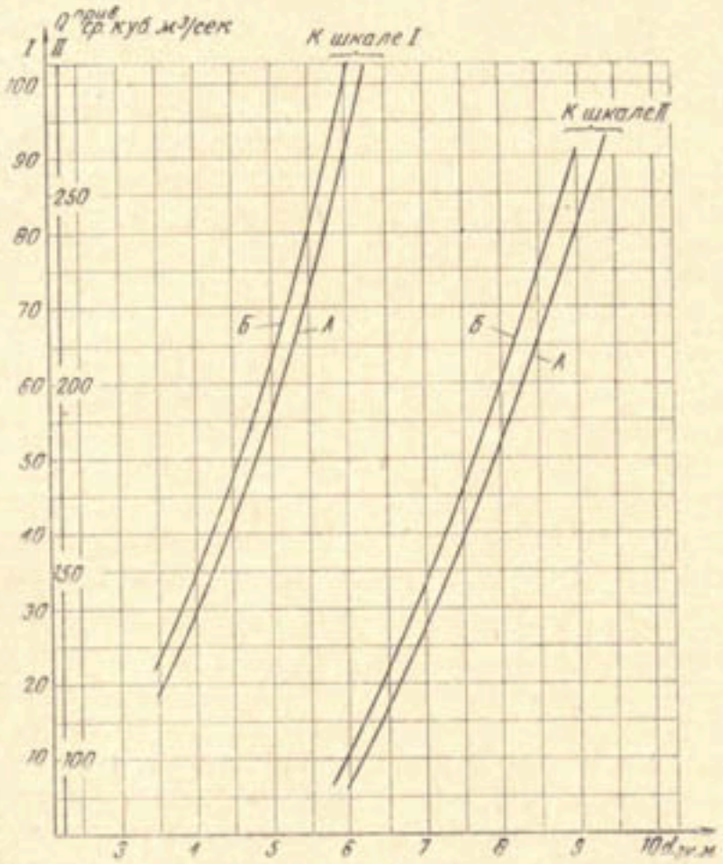


Рис. 4. Зависимость между $Q^{прив.}_{ср.куб.}$ и экономическим диаметром туннеля:

А — при очень хороших геологических условиях; *Б* — при удельной стоимости туннеля на 30% больше, чем в случае *А*.

шению между величинами $D_{эк}$ и $Q^{прив.}_{ср.куб.}$ и стоимостным данным УПС 1970 г., а также результатам многочисленных конкретных расчетов по определению экономического диаметра.

В описанной методике не учитывается взаимозависимость размеров туннеля и уравнительного резервуара. В расчетах на стадии схем использования водотоков такое упрощение мы считаем безусловно допустимым.

Прим. ред. Учет мощности в расчетах диаметра туннеля представляется сложной задачей. В расчеты могут быть введены и другие значения максимального расхода, кроме указанных в статье, а при высоком числе часов использования ГЭС должен учитываться режим напоров в период паводка.

УДК (621.31121 : 621.2213).004

Кандидат технических наук Ю. С. ВАСИЛЬЕВ

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОДОПРОВОДЯЩИХ СООРУЖЕНИЙ ГЭС И ГАЭС

В нормах технологического проектирования ГЭС [Л. 1] выбору оптимальных параметров водопроводящих сооружений уделено мало места. В разработке существующих методов и способов технико-экономических расчетов параметров отдельных водопроводящих сооружений участвовали В. Г. Айвазьян, А. А. Морозов, М. А. Мостков, Ф. Ф. Губин, Н. Н. Ковалев, А. А. Королев, В. Л. Куперман, Б. А. Соколов, А. А. Степанков, А. В. Тананаев, Д. С. Щавелев, Б. Л. Эрлихман, автор и др.

Некоторое отставание в совершенствовании методики оптимизации параметров энергетических водопроводящих сооружений объясняется, по-видимому, тем обстоятельством, что в последние 10—15 лет основное внимание гидроэнергетиков было приковано к проблеме эффективности ГЭС в целом. К настоящему времени созданы методические указания по выбору основных параметров ГЭС, а именно: установленной мощности, подпорной отметки, глубины сработки водохранилища и т. д. [Л. 2, 3]. Для упомянутых основных параметров ГЭС в качестве критерия оптимальности рекомендуется принимать [Л. 4, 5, 6] минимум приведенных затрат. Критерий дополняется требованием тождественности вариантов по количественно-качественным показателям на стороне потребителя, а также условием однородности в решении социально-политических задач. Этим предопределяется тот пространственно-временной интервал, на котором анализируется поведение функции приведенных затрат в зависимости от параметров.

При ранжировке всех параметров гидроэнергетической установки параметры энергетических водопроводящих сооружений занимают второе место. На первом стоят основные параметры, а именно: установленная мощность, полезная емкость водохранилища, подпорная отметка. Выбор критерия оптимальности для параметров энергетических водопроводящих сооружений должен иметь прямую связь с критерием оптимальности для основных параметров ГЭС или ГАЭС. Применяя системный подход, можно утверждать, что в иерархии систем (в широком смысле слова) выбор критерия оптимальности должен соответствовать рангу изучаемой системы [Л. 7, 11, 12]. Следовательно, критерием оптимальности при технико-экономических расчетах водопроводящих сооружений будет минимум суммарных приведенных затрат.

Рассматривая водопроводящий тракт как «энергетическую цепочку» или, другими словами, систему водопроводящих сооружений, задачу по-

иска оптимальных параметров x этих сооружений можно сформулировать в общем виде. Пусть водопроводящий тракт состоит из последовательности α, β, ...σ сооружений. Для каждого сооружения технико-экономическим расчетом надлежит определить 1, 2, ... m параметров.

Функция цели имеет вид

$$\overline{З} = \overline{З}(x_{\alpha 1}, x_{\alpha 2}, \ldots, x_{\alpha k}, x_{\beta 1}, x_{\beta 2}, \ldots, x_{\beta m}, \ldots, x_{\sigma 1}, x_{\sigma 2}, \ldots, x_{\sigma l}) \to \text{мин} \quad (1)$$

Оптимальными будут те значения параметров $x_{\alpha 1}, \ldots x_{\alpha k}$, $x_{\beta 1}, \ldots x_{\beta m}$, $x_{\sigma 1}, \ldots x_{\sigma l}$, при которых целевая функция (1) принимает минимальное значение при функциональных ограничениях

$$\begin{aligned}
&\varphi_1(x_{\alpha 1}, \ldots, x_{\alpha k}, x_{\beta 1}, \ldots, x_{\beta m}, \ldots, x_{\sigma 1}, \ldots, x_{\sigma l}) = 0,\\
&\varphi_2(x_{\alpha 1}, \ldots, x_{\alpha k}, x_{\beta 1}, \ldots, x_{\beta m}, \ldots, x_{\sigma 1}, \ldots, x_{\sigma l}) = 0,\\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\\
&\varphi_i(x_{\alpha 1}, \ldots, x_{\alpha k}, x_{\beta 1}, \ldots, x_{\beta m}, \ldots, x_{\sigma 1}, \ldots, x_{\sigma l}) = 0,
\end{aligned}$$

а также областных ограничениях

$$\begin{aligned}
&r_1(x_{\alpha 1}, \ldots, x_{\alpha k}, x_{\beta 1}, \ldots, x_{\beta m}, \ldots, x_{\sigma 1}, \ldots, x_{\sigma l}) \leqslant R_1,\\
&r_2(x_{\alpha 1}, \ldots, x_{\alpha k}, x_{\beta 1}, \ldots, x_{\beta m}, \ldots, x_{\sigma 1}, \ldots, x_{\sigma l}) \leqslant R_2,\\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\\
&r_j(x_{\alpha 1}, \ldots, x_{\alpha k}, x_{\beta 1}, \ldots, x_{\beta m}, \ldots, x_{\sigma 1}, \ldots, x_{\sigma l}) \leqslant R_j
\end{aligned}$$

В рассматриваемой задаче функциональные ограничения проявляются, в частности, как связи параметров смежных сооружений. Областные ограничения — есть технические ограничения, накладываемые на параметры типом и конструкцией конкретного звена «энергетической цепочки».

Целевая функция с ограничениями может рассматриваться так же, как общая экономико-математическая модель связи затрат с параметрами водопроводящих сооружений. В конкретных условиях проектирования гидроэнергетических установок эта модель принимает ту или иную модификацию. Например, на ранних стадиях проектирования, когда сооружения водопроводящего тракта рассматриваются изолированно, функциональные ограничения не учитываются. Пренебрегая также областными ограничениями и допуская членение целевой функции, можно воспользоваться такими частными моделями:

$$\begin{aligned}
&\overline{З}_\alpha = \overline{З}_\alpha(x_{\alpha 1}, x_{\alpha 2}, \ldots, x_{\alpha k}) \to \text{мин},\\
&\overline{З}_\beta = \overline{З}_\beta(x_{\beta 1}, x_{\beta 2}, \ldots, x_{\beta m}) \to \text{мин},\\
&\overline{З}_\sigma = \overline{З}_\sigma(x_{\sigma 1}, x_{\sigma 2}, \ldots, x_{\sigma l}) \to \text{мин}.
\end{aligned} \quad (2)$$

Делая предположение о дифференцируемости функций цели для всех σ сооружений, локальный оптимум применительно к любому i-ому сооружению можно определить, приравняв нулю первую производную целевой функции по каждому из параметров

$$\frac{\partial \overline{З}_i}{\partial x_{i1}} = 0, \qquad \frac{\partial \overline{З}_i}{\partial x_{i2}}, \ldots, \qquad \frac{\partial \overline{З}_i}{\partial x_{in}} = 0. \quad (3)$$

Если закрепить все параметры и варьировать только один, то задача может быть решена графически. Этот путь последовательного перебора вариантов для многопараметрических задач давно используется в проектной практике при проектировании деривационных каналов и безнапорных туннелей. Для напорных сооружений — трубопроводов и туннелей — когда в качестве параметра выбирается лишь один диаметр, существуют аналитические формулы [Л. 5, 8].

Использование электронных цифровых вычислительных машин в проектировании создает предпосылки для отказа от многочисленных допущений и упрощений в вопросах технико-экономического обоснования

параметров водопроводящих сооружений ГЭС и ГАЭС. Применительно к проблеме поиска оптимальных параметров водопроводящих сооружений ГЭС и ГАЭС работы ведутся в ЛПИ имени М. И. Калинина совместно с Гидропроектом имени С. Я. Жука.

При выборе численных методов и разработке алгоритмов реализации экономико-математическую модель связи затрат[1] и параметров (1) удобно представить в виде

$$З = \sum_{1}^{i} \bar{З}_i + \bar{З}_з + \bar{З}_ш, \qquad (4)$$

где $\bar{З}_i$ — приведенные затраты по i-ому сооружению;

$\bar{З}_з$ — приведенные затраты по заменяемым мероприятиям и объектам;

$\bar{З}_ш$ — «штрафная» функция.

На рис. 1 представлена укрупненная блок-схема программы для оптимизации параметров водопроводящих сооружений на ЭЦВМ. Содержание блоков таково:

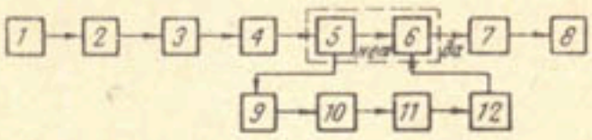


Рис. 1. Укрупненная блок-схема программы для оптимизации параметров водоподводящих сооружений на ЭЦВМ.

1) ввод исходной информации;

2) описание состава сооружений и формирование цифровой модели местности;

3) составление цифровой модели для расчета затрат по i-ому сооружению;

4) составление цифровой модели для расчета гидравлического режима в водопроводящем тракте;

5) блок оптимизации параметров;

6) анализ З=мин. Если да, то в 7. Если нет, то в 5;

7) вывод информации о параметрах и характеристиках сооружений;

8) останов;

9) расчет $\bar{З}_з$;

10) расчет $\sum_{1}^{i} \bar{З}_i$;

11) расчет $\bar{З}_ш$;

12) расчет З.

Практически применить эту программу для решения конкретных задач на ЭЦВМ среднего класса (БЭСМ-4, М-220) чрезвычайно трудно, так как мало быстродействие и ограничена память. При расчетах на указанных машинах приходится задачу решать частями. Поэтому на рис. 1 оптимизационные блоки показаны пунктиром.

Для решения задачи по частям используются те же частные цифровые модели рельефа местности, водопроводящих сооружений и гидравлических процессов в них. Заметим, что применительно к каналам и безнапорным туннелям предложена более усовершенствованная программа, чем изложенная нами ранее в [Л. 10]. С помощью частных цифровых моделей выполнены расчеты по технико-экономическому обоснованию параметров сооружений Понойской ГЭС и других конкретных объектов.

Остановимся несколько подробнее на результатах исследований по выявлению влияния энергетического эффекта переходных процессов в нижнем соединительном канале ГАЭС на параметры этого канала. Ставилась задача определить, как влияет учет неустановившегося движения воды в соединительном канале ГАЭС на его параметры в зависимости от длины канала.

Рассматриваемая «чистая» ГАЭС имеет установленную мощность 100 *Мвт* в четырех обратимых агрегатах, вода к которым поступает (отводится) по индивидуальным

[1] Показатель $\bar{З}_ш$ вряд ли можно трактовать как затраты (Прим. ред.).

трубопроводам. Коэффициент полезного действия принимался равным 0,9 в турбинном режиме и 0,87 — насосном. Напор установки колеблется от 80 до 100 *м*. Длина напорных трубопроводов 200 *м*. Их диаметр 2,8 *м*. Суточный график нагрузки ГАЭС одноцикличный с такими данными: 1) длительность насосного режима 7 час., в том числе включение и отключение по 1 *мин*; 2) простой 3 час.; 3) длительность турбинного режима 4 час., набор и сброс нагрузки по 1 *мин*.; 4) простой 10 час. Этот график принимался неизменным в течение года.

В нижнем бьефе водосберегательный бассейн можно выполнить на разном расстоянии от здания ГАЭС. Рассматривалось три варианта соединительного канала длиною 2; 4 и 8 *км*. Удельные стоимостные показатели принимались равными: по выемке — 1 *руб/м*^{3}; по насыпи 1,2 *руб/м*^{3}; по бетонной облицовке 6 *руб/м*^{2}. Отметка поверхности земли во всех вариантах принималась постоянной. Стоимость 1 *квтч* в насосном режиме 1 коп., в турбинном режиме — 1,5 коп.

Поиск оптимальных параметров канала — уклона дна и ширины канала по дну — велся в двух предположениях: 1) без учета неустановившегося режима в канале; 2) с учетом неустановившегося режима. Сводка результатов расчетов на ЭЦВМ представлена в таблице.

Таблица

Показатели	Длина канала, *км*		
	2	4	8
I. Без учета неустановившегося движения			
ширина канала по дну, *м*	5,5	7,5	8,2
уклон дна, ‰	1	0,4	0,2
суммарные приведенные затраты (точка минимума), тыс. руб.	56,8	120	253
II. С учетом неустановившегося движения			
ширина канала по дну, *м*	9,8	10,7	11,6
уклон дна, ‰	0,10	0,15	—0,10
суммарные приведенные затраты (точка минимума), тыс. руб.	69,9	137	280
Энергетический эффект переходных гидравлических явлений, %	+27	+19	0

На основании таблицы можно сделать вывод о том, что учет неустановившегося режима в соединительном канале ГАЭС существенно влияет на оптимальные значения параметров. В данном примере оптимальная ширина канала по дну оказывается больше. Энергетический эффект от учета переходных гидравлических явлений затухает с увеличением длины канала.

Известно, что исходная информация для энергоэкономических расчетов может несколько измениться. Поэтому правильнее исследовать область оптимальных решений. Такая работа была выполнена для рассматриваемого примера. На рис. 2 схематично показаны области оптимальных параметров ширины канала по дну b и уклона i для двух расчетных случаев. Кривая A — с учетом неустановившегося режима. Кривая B — без учета неустановившегося режима. Из графика следует (заштрихованная часть на рис. 2), что имеется зона «нечувствительности» параметров к неустановившемуся режиму. Эта зона «нечувствительности» к такому фактору как неустановившийся режим в каналах тем больше, чем с большей погрешностью ведутся расчеты.

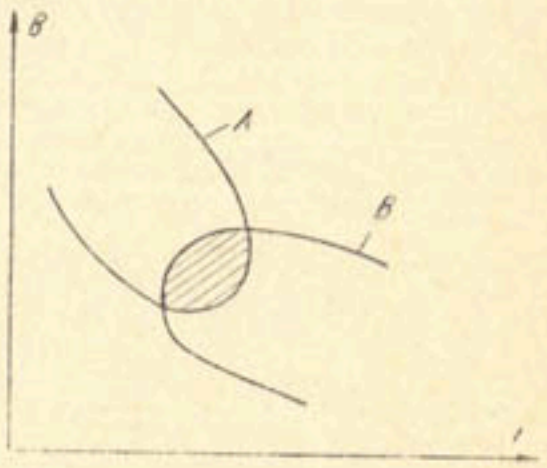


Рис. 2. Области оптимальных параметров канала.

Выводы

1. Необходимость пересмотра существующих приемов и способов обоснования параметров водопроводящих сооружений ГЭС и ГАЭС обусловлена: а) уточнением критериев оптимальности в электроэнергетике,

более четким формулированием экономических оценок, учетом фактора времени в экономических измерениях; б) внедрением в практику технико-экономических расчетов методологии и принципов таких новых научных дисциплин, как системотехника, исследование операций, моделирование и др.; в) наличием предпосылок для автоматизации процесса проектирования на ЭЦВМ.

2. В настоящее время общая экономико-математическая модель связи затрат с параметрами водопроводящих сооружений может быть реализована на ЭЦВМ среднего класса только по частям. Однако разработку новых частных цифровых моделей для конкретных сооружений и расчетов затрат следует проводить в виде блоков общей экономико-математической модели.

3. Приведенный пример оптимизации параметров соединительного канала ГАЭС подтверждает, что в ряде технико-экономических расчетов необходимо учитывать неустановившиеся (переходные) гидравлические режимы.

4. Представляется целесообразным и своевременным составить указания по технико-экономическому обоснованию параметров энергетических водопроводящих сооружений ГЭС и ГАЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нормы технологического проектирования гидроэлектростанций, изд-во «Энергия», 1970.
2. Методика определения экономической эффективности гидроэлектростанций, Госэнергоиздат, 1961.
3. Основные положения по определению экономичной эффективности гидроэнергетических объектов, Гидропроект, 1972.
4. Захарьин А. Г., Браилов В. П., Денисов В. И., Методы экономического сравнения вариантов в энергетике по принципу минимума приведенных затрат, изд-во «Наука», 1971.
5. Использование водной энергии (под редакцией Д. С. Щавелева), изд-во «Энергия», 1965.
6. Эрлихман Б. Л., Энергоэкономические расчеты гидроэлектростанций, изд-во «Энергия», 1969.
7. Вишнев С. М., Экономические параметры, изд-во «Наука», 1968.
8. Губин Ф. Ф., Куперман В. Л., Экономика водного хозяйства и гидротехнического строительства, Стройиздат, 1965.
9. Марковский Ф. Т., Мельников Т. М., Энергетический эффект переходных гидравлических явлений в бьефах остропиковых ГЭС, сб. «Выравнивание графиков нагрузки энергетических систем и выбор типа электростанций для покрытия пиков нагрузок», изд-во «Наука», 1968.
10. Васильев Ю. С., Сапожников Л. Б., Соколов Б. А., Расчет кривых свободной поверхности воды в каналах и безнапорных туннелях ГЭС на ЭЦВМ, сб. «Труды Ленинградского политехнического института», № 312, 1971.
11. Dixon J. R. Destign Engineering, N. Y. 1966.
12. System Engineering Handbook, Editer by R. E. Machol, N. Y. 1968.

УДК 101.311.21.001.2

Кандидат технических наук Г. Н. ЛЯЛИК

К ВОПРОСУ О РАСЧЕТНОЙ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ [1]

Расчетная обеспеченность гидроэлектростанций используется при решении ряда проблем перспективного развития гидроэнергетики, в том

[1] Статья публикуется в порядке обсуждения.

числе при выборе установленной мощности ГЭС (и соответственно ТЭС), которая оптимальным образом удовлетворяет требованиям энергосистемы с учетом фактора надежности. Использование нормативов расчетной обеспеченности резко упрощает эту задачу, превращая ее (в части учета ГЭС) из вероятностной (стохастической) в детерминированную. Действительно для разработки балансов мощности системы, определения установленной мощности ГЭС, оценки ее мощностного эффекта и т. д. оказывается достаточным знание величины ее гарантированной отдачи, соответствующей расчетной обеспеченности.

Предполагается, что случайные факторы и связанные с ними экономические характеристики учтены при определении норматива расчетной обеспеченности. Резкое упрощение многих проектных работ, их наглядность и ясность, создаваемая применением нормативов расчетной обеспеченности, являются основными причинами их широкого использования в проектной практике. Это устанавливает и высокие требования, которые должны быть предъявлены к надежности определения указанного норматива. Рассмотрим в какой степени удовлетворяются эти высокие требования современной практикой. Для полноты исследования вопроса обратимся к первоисточникам. Первые развернутые работы, посвященные определению норматива расчетной обеспеченности ГЭС, были опубликованы В. Г. Айвазьяном [Л. 1] и С. Н. Никитиным [Л. 2]. Следует отметить, что в этих работах и во всех последующих задача ставится как экономическая, оптимизационная. Так, В. Г. Айвазьян в 1947 г. в работе [Л. 1] пишет: «Идея анализа состоит в том, чтобы найти оптимум, при котором затраты на прирост мощности дополняющих электростанций становятся равными уменьшению ущерба от недоотпуска электроэнергии, т. е. чтобы

$$и_{сист} + и_{ущ} = мин \qquad (1)$$

или

$$d и_{сист} = - d и_{ущ}. \qquad (2)$$

Такая экономическая постановка задачи определения расчетной обеспеченности отдачи ГЭС в принципе сохраняется во всех работах, посвященных этому вопросу. Различие заключается лишь в том, как оценивается и определяется каждая из составляющих затрат и какой смысл вкладывается в понятие расчетной обеспеченности отдачи ГЭС.

Уже из самой экономической постановки задачи может быть сделан первый и, на наш взгляд, достаточно важный вывод, заключающийся в следующем. Поскольку норматив расчетной обеспеченности в определенной мере зависит от стоимостных оценок электростанций и ущерба, которые изменяются под влиянием технического прогресса, изменения цен и т. п., то при прочих равных условиях норматив должен пересматриваться при каждом таком изменении. Если же подходить еще более строго, то следовало бы каждый раз учитывать и индивидуальные показатели станций, особенно ГЭС. Как известно, стоимостные показатели увеличения мощности на ГЭС существенно разнятся в зависимости от их особенностей.

Однако на практике регулярный пересмотр нормативов расчетной обеспеченности не осуществляется, что само по себе делает весьма сомнительным соответствие их численных значений реальному оптимуму. Помимо этого внутреннее содержание экономических характеристик и показателей, используемых для определения величины расчетной обеспеченности отдачи ГЭС, в ряде случаев нельзя считать окончательно установленным.

Имеются различные точки зрения по поводу методов оценки ущерба, связанного с вынужденными перебоями электроснабжения, вызываемыми снижением отдачи ГЭС в маловодных условиях.

Различная экономическая и техническая трактовка методов определения ущерба приводит к существенному расхождению в его количественных оценках.

Таким образом, даже самый предварительный анализ экономической стороны проблемы приводит к выводу о том, что имеющиеся нормативы расчетной обеспеченности по указанным причинам утратили обоснованность и нуждаются в пересмотре и уточнении. Естественно, что при этом должны быть решены теоретические и практические проблемы, связанные с оценкой ущерба от частичной потери мощности и выработки ГЭС в неблагоприятных гидрологических условиях.

Сложность уточнения нормативов расчетной обеспеченности ГЭС не исчерпывается экономическими проблемами. Как показывает анализ, уточнения требует и сама постановка задачи. В этой связи прежде всего необходимо более детально разобраться в вопросе о том, что же такое расчетная обеспеченность отдачи ГЭС и какой смысл вкладывается в это понятие. На наш взгляд наиболее четкие формулировки были даны в первых работах, посвященных этой проблеме.

Так, С. Н. Никитин в своей работе [Л. 2] в 1949 г. дает следующую формулировку: «Обеспеченностью работы ГЭС называют вероятность того, что она не будет нарушена недостатком воды, т. е. количество вырабатываемой энергии и развиваемая мощность не упадут ниже некоторых заданных значений, но будут равны им или могут их превышать». Эта формулировка, констатирующая вероятностные условия, которым должна удовлетворять какая-то заданная мощность ГЭС, по-видимому, не встречает возражений.

Очень ценными представляются и некоторые дополнительные разъяснения, которые делает С. Н. Никитин к этой формулировке. Он отмечает, что нельзя смешивать обеспеченность мощности и выработки ГЭС из-за того, что внутригодовое распределение отдачи может быть различным. Он одновременно вводит понятие не голько обеспеченности мощности ГЭС, но и обеспеченности системы мощностью, указывая, что обеспеченность системы может быть выше обеспеченности ГЭС, так как часть перебоев может быть устранена за счет резервов. Автор указывает и на то, что обеспеченность работы ГЭС нельзя приравнивать к обеспеченности стока реки (что, кстати говоря, в настоящее время совершенно забыто, и норматив расчетной обеспеченности применяется непосредственно к стоковой характеристике водотока).

Для определения расчетной обеспеченности ГЭС С. Н. Никитин рекомендует использовать кривые обеспеченности зарегулированных расходов, определенных на базе соответствующих водноэнергетических расчетов. При этом регулирование должно вестись с соблюдением графика годового распределения среднесуточных мощностей, выявленного на основании требований энергосистемы. Только в этом случае распределение вероятностей если не годовых, то меженных отдач будет соответствовать требованиям энергосистемы и характеризовать различные условия сведения баланса мощности и энергии. В противном случае не исключено, что даже при увеличении годовой выработки ГЭС в отдельные периоды года возникнут перебои, ведущие к возрастанию, а не снижению ущерба.

Это принципиально правильное требование не всегда может быть удовлетворено. И тогда остается неясным, как учесть те перебои, которые будут связаны с вынужденным отклонением от заданного годового распределения среднесуточных мощностей.

Недоиспользование мощности ГЭС может быть как в результате снижения выработки ГЭС в условиях пониженной водности, так и в результате потери напора, что может иметь место при сработке водохранилища и при прохождении высоких паводков. Если p_1 — обеспеченность расхода Q_1, которому соответствует возможность использования заданной мощности ГЭС, а p_2—обеспеченность расхода, превышение которого ве-

дет к снижению напора и потере мощности ГЭС, то, как правильно отмечает С. Н. Никитин, обеспеченность заданной мощности ГЭС будет равна

$$P_{\text{ГЭС}} = P_1 - P_2. \tag{3}$$

Здесь вскрывается возможность одновременной оптимизации не только расчетной обеспеченности, а следовательно мощности ГЭС, но и расчетного напора ГЭС. В настоящее время выбор расчетного напора отделен от выбора мощности ГЭС так же, как и выбор расчетной обеспеченности ГЭС от определения надежности системы в целом.

В проектной практике на базе данных о величине гарантированной отдачи ГЭС (соответствующей нормативной величине расчетной обеспеченности) определяется расчетный размер участия ГЭС в покрытии максимума нагрузки. Для покрытия остальной части нагрузки должна быть предусмотрена мощность на ТЭС системы. Для тех же расчетных маловодных условий определяется резерв мощности в энергосистеме. Надежность энергоснабжения за счет резерва мощности обеспечивается на некотором уровне (например, 0,999). Однако при этом не учитывается возможность потери части мощности ГЭС из-за снижения напора (следовательно, фактическая надежность системы будет уже ниже расчетной).

За пределами расчетной обеспеченности снизится мощность ГЭС из-за недостатка воды и надежный (обеспеченный энергоресурсом) резерв. Надежность системы в этих условиях будет еще ниже, хотя исходя из экономически обоснованного критерия это недопустимо и неоправданно. Поэтому очевидно, что все перечисленные выше факторы должны учитываться не разрозненно, а комплексно.

Возвращаясь к исходной формулировке С. Н. Никитина, приходится отметить один ее важный недостаток, а именно — отсутствие указания на то, как должна быть выбрана та величина мощности ГЭС, для которой определяется обеспеченность. В этом основной смысл определения (не математического, а экономического) величины расчетной обеспеченности отдачи ГЭС.

Рассмотрим в связи с этим формулировку, данную в одной из более поздних и наиболее развернутых работ по этой проблеме, опубликованной в 1960 г. [Л. 3]. «Расчетной обеспеченностью энергоотдачи ГЭС называется вероятность того, что ГЭС вырабатывает энергию и располагает мощностью, необходимыми и достаточными для полного удовлетворения энергосистемой подключенных к ней энергопотребителей». Вряд ли эта формулировка в целом может быть признана особенно удачной. Однако ее несомненное достоинство состоит в том, что она уже связывает обеспеченность ГЭС с надежностью системы.

Недостаток приведенной формулировки состоит в том, что она допускает различные и не всегда правильные толкования. Так, какой бы обеспеченностью ни располагала ГЭС, она одна не может быть гарантией полного удовлетворения нужд потребителей. Очевидно, для этого необходима еще достаточная мощность ТЭС и какая-то резервная мощность. Здесь, по-видимому, следует предположить, что авторы полагали это само собой разумеющимся и не заслуживающим специального упоминания, что вытекает и из существа работы в целом.

Неубедительно звучит и требование «полного» удовлетворения потребителей, если учитывать, что в любой зарезервированной системе принимается какой-то разумный (экономически обоснованный) уровень надежности электроснабжения, при котором не исключается возможность отключения (или ограничения) потребителей в некоторых нерасчетных условиях. Применение указанного термина становится понятным только для системы, состоящей из безаварийного оборудования.

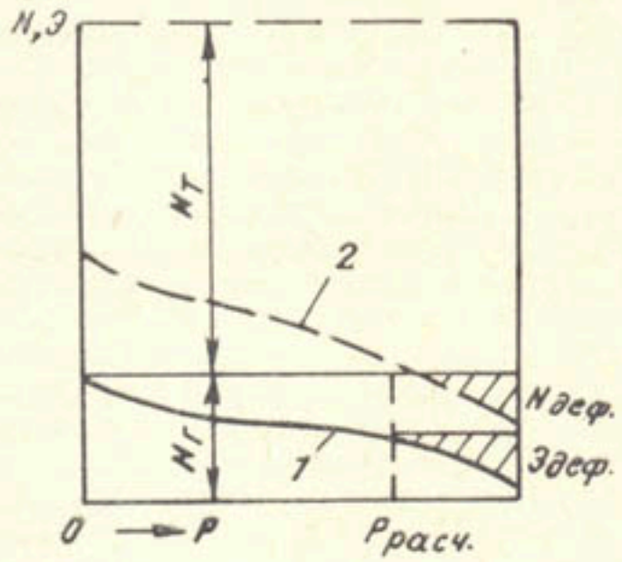
Практически все работы, посвященные обоснованию нормативов

расчетной обеспеченности, исходили из такой же расчетной схемы. Поясним ее на рисунке.

Мощность системы N_Σ равна максимуму нагрузки и сумме мощностей ГЭС и ТЭС

$$N_\Sigma = N_\Gamma + N_\mathrm{T} = P_{\text{макс}}. \qquad (4)$$

При оптимизации расчетной обеспеченности ГЭС варьируется отношение мощности ГЭС и ТЭС при сохранении их суммарной величины. Предполагается, что затраты на дополнительную мощность ГЭС ниже, чем ТЭС. Следовательно, увеличение мощности ГЭС ведет к снижению затрат по системе. В то же время увеличение мощности ГЭС ведет к росту дефицита мощности и энергии в те маловодные периоды, когда мощность ГЭС снижается из-за недостатка воды. Оптимизация осуществляется по принципу (1).



Кривые обеспеченности гидроэлектростанции:

1 — кривая обеспеченности отдачи (выработки энергии) ГЭС $Э_\Gamma = f(p)$;

2 — кривая обеспеченности участия ГЭС в покрытии максимума нагрузки

$$N_\Gamma^{\text{уч.}} = f(Э_\Gamma) = f(p).$$

Как видно, в этих условиях может быть найдено некоторое оптимальное соотношение мощности ТЭС и ГЭС, при котором с вероятностью $P_{\text{расч}}$ обеспечивается полное удовлетворение потребности системы, а за пределами расчетной обеспеченности возможно наступление перебоев и ограничений потребителей. Приведенное определение расчетной обеспеченности полностью отвечает этой схеме, которая, как уже указывалось, условна в своей основе, так как предполагает наличие безаварийного оборудования и отсутствие резервов мощности в системе.

Попытки учесть реальные характеристики энергосистемы при определении расчетной обеспеченности ГЭС сразу же выявили неопределенность постановки задачи. Это было показано в работе Д. В. Кореннстова, опубликованной в 1949 г. [Л. 4], где сделан ряд важных выводов на базе рассмотрения смешанной энергосистемы, включающей ГЭС с водохранилищем суточного регулирования.

Так, при рассмотрении условной модели энергосистемы, состоящей из абсолютно надежного (безаварийного) оборудования, автор пришел к выводу, что и в этом случае имеются экономические предпосылки для создания резерва. В частности, при определенных условиях может оказаться экономически оправданным установка на ГЭС дублирующей мощности. Наличие этой мощности в системе уже делает условным понятие расчетной обеспеченности отдачи ГЭС. В [Л. 4] мы читаем: «Если исходить из того, что обеспеченностью называется период, после которого в системе начинаются перебои, то тогда обеспеченность будет соответствовать моменту, когда вся установленная мощность ТЭС будет в работе, а остальная часть графика будет покрываться гидростанциями...» и далее: «...в этом случае обеспеченность определяется не только характеристиками ГЭС, но и таким независимым элементом, как мощность ТЭС».

На неопределенность, условность понятия расчетной обеспеченности указывают С. Н. Крицкий и М. Ф. Менкель в работе, изданной в 1950 г. [Л. 5], в которой отмечается, что учет аварийности ГЭС приводит к тому, что «значение гарантированной отдачи утрачивает определенность. Значение отдачи, при которой начинается отключение потребителей, становится переменной величиной, зависящей от исправности агрегатов ТЭС. Это приводит к необходимости в качестве параметров, подлежащих экономическому обоснованию, рассматривать установленные мощности ГЭС и ТЭС без разделения на действующую мощность и резерв».

Таким образом, говоря о расчетной обеспеченности отдачи ГЭС, мы, по существу, не знаем к каким условиям работы системы она относится. Рассчитанные до сих пор нормативы относятся к безаварийной системе без резервов, что бесспорно является условным и ошибочным. В большинстве случаев подразумевается обеспеченность годовой отдачи, определяемая зачастую по числу бесперебойных лет без учета времени и глубины перебоев.

Неправомерность такого подхода была раскрыта, как это указывалось, в первых работах, посвященных данному вопросу. Наконец, мы знаем, что выполнявшиеся ранее экономические расчеты базировались на устаревших в настоящее время стоимостных показателях и оценках ущерба.

В настоящее время мы не располагаем сколько-нибудь строго и надежно обоснованными нормативами расчетной обеспеченности. Вряд ли могут помочь делу и попытки уточнения некоторых деталей расчета и экономических оценок до тех пор, пока не будет внесена ясность в условия, которым должна отвечать расчетная обеспеченность ГЭС. Мало того, при наличии современных средств вычислительной техники и математического программирования открываются реальные возможности непосредственной и достаточно строгой оптимизации суммарной мощности ГЭС и ТЭС. В этих условиях необходимость в нормативе расчетной обеспеченности вообще отпадает.

Один из возможных вариантов такого решения задачи предложен автором настоящей статьи и достаточно полно изложен в [Л. 6, 7]. Алгоритм решения задачи предусматривает учет всех факторов, которые должны учитываться при определении расчетной обеспеченности отдачи ГЭС и позволяет осуществлять непосредственную оптимизацию мощности ГЭС и ТЭС в системе, включая необходимую величину и структуру резервной мощности. Помимо гидрологической изменчивости отдачи ГЭС и аварийности оборудования электростанций, учитывается характер графика нагрузки, условия обеспечения энергоресурсом резерва мощности (в частности, ГЭС водой) и т. д. По этому алгоритму составлена программа для ЭВМ Урал-2. Первые же расчеты, выполненные с помощью этой программы, подтвердили высокую перспективность указанного направления исследований.

На современном этапе, когда определение расчетной обеспеченности и теоретически и практически оказалось в известном тупике, и в то же время открылись новые возможности решения задачи с помощью ЭВМ, представляется целесообразным направить основные усилия на создание и совершенствование экономико-математических моделей оптимизации развития систем и структуры генерирующих мощностей, позволяющих решить задачу без обращения к такой промежуточной инстанции, как величина расчетной обеспеченности отдачи ГЭС.

Одновременно следует уделить достаточное внимание вопросам, связанным с получением необходимой и надежной исходной информации. Это касается как уже отмечавшихся экономических показателей, так и методов получения оптимизированных рядов распределения вероятностей зарегулированной отдачи отдельных ГЭС и их совокупностей, свя-

занных единым водотоком и единой энергосистемой. Очевидно вовремя отказаться от дальнейших попыток совершенствования нормативов расчетной обеспеченности в том виде, в котором они представляются нам сегодня, выбраться из пут устаревших понятий и канонов и развернуть новое направление исследований, заключающееся в создании экономико-математических моделей для непосредственной оптимизации мощности ГЭС и ТЭС при возможно более строгом учете всех факторов, влияющих на решение. При этом не исключено, что в дальнейшем на базе анализа результатов, полученных с помощью указанных моделей, мы сможем обоснованно вернуться и к упрощенному решению задачи, может быть, и на основе какого-то норматива типа расчетной обеспеченности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Айвазьян В. Г., Определение расчетных норм обеспеченности гидростанции, «Гидротехническое строительство», 1947, № 5.

2. Никитин С. Н., Методика водноэнергетических расчетов, Гидроэнергоиздат, 1949.

3. Великанов А. Л., Дружинин И. П., Крицкий С. Н., Менкель М. Ф., Фельдман М. П., Методика экономического выбора обеспеченной мощности гидроэлектростанции, сб. «Проблемы гидроэнергетики и регулирования речного стока», изд-во АН СССР, вып. 8, 1960.

4. Кореництов Д. В., Исследование к выбору обеспеченной и установленной мощностей гидростанции, работающей с суточным регулированием в энергетической системе, Сборник статей Секции водохозяйственных проблем АН СССР «Проблемы регулирования речного стока», вып. 4, 1949.

5. Крицкий С. Н., Менкель М. Ф., Ущербы от ограничения водо- и энергопотребления как фактор, определяющий целесообразные размеры водохозяйственных установок, «Проблемы регулирования речного стока», АН СССР, вып. 4, 1950.

6. Лялик Г. Н., Методы оптимизации уровня надежности электроснабжения развивающихся энергосистем при использовании ЭВМ, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, 1969.

7. Лялик Г. Н., Роль и значение гидроэлектростанций в обеспечении оптимального уровня надежности электроснабжения смешанных энергосистем и методы их учета при проектировании, Доклады научно-технической конференции по итогам научно-исследовательских работ за 1968—1969 гг., (подсекция гидроэнергетики), МЭИ, 1970.

Прим. ред. В [Л. 3] и других работах, на которые ссылается автор, актуальность обобщенных определений норматива обеспеченности диктуется более широким значением этой категории (и притом не только для ГЭС), что не исчерпывается разработкой алгоритмов оптимизации мощности энергоустановок.

УДК 621.221.4.003.13

Инженеры Ю. А. ЮХНОВ, Т. Ю. КОПЫЛОВА

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ СООРУЖЕНИЯ ГАЭС В ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ЮГА

Объединенная энергосистема Юга (ОЭС Юга), включающая энергосистемы Украинской ССР, Молдавской ССР и Ростовской области РСФСР, является одним из наиболее крупных энергообъединений страны. Она электрически связана с ЕЭС европейской части страны (ЕЭЭС) и энергосистемой «Мир», объединяющей страны-члены СЭВ. В 1970 г. в ОЭС Юга было выработано 154 млрд. *квтч*, т. е. почти пятая часть общесоюзного производства электроэнергии.

Основными энергетическими ресурсами района являются угли Донецкого бассейна. Гидроэнергетические ресурсы, представленные в основном Днепровским каскадом ГЭС, незначительны. В 1970 г. на ГЭС было выработано 12,4 млрд. *квтч*, что составило 8,1% общей выработ-

ки системы. Установленная мощность ГЭС составляла в 1970 г. 2,7 млн. *квт*, т. е. 9% установленной мощности системы.

ГЭС используются для покрытия пиковой и полупиковой части графика нагрузки, а в паводок и многоводные годы — для покрытия базисной нагрузки.

Основной прирост мощности в последние годы происходит за счет ввода блоков 200 и 300 *Мвт*, а в дальнейшем — 800 *Мвт* и 1 млн. *квт* на крупных ТЭС и АЭС. В 1970 г. удельный вес блочного оборудования 150—200—300 *Мвт* составил 80% мощности ГРЭС.

В ОЭС Юга одновременно с ростом электропотребления и электрических нагрузок происходит систематическое разуплотнение графика нагрузки, т. е. более сильно возрастает пиковая и остропиковая часть графика. Это объясняется изменением структуры и режимов электропотребления, снижением темпов роста электроемких отраслей промышленности, возрастанием удельного веса коммунально-бытового и сельскохозяйственного потребления в суммарном электропотреблении.

Коэффициент минимума нагрузки ОЭС Юга снизился с 0,72 в 1966 г. до 0,69 в 1970 г. В перспективе намечается дальнейшее снижение коэффициента минимума до 0,64. Отдельные энергосистемы ОЭС Юга резко отличаются по конфигурации суточных графиков. Наименее плотными графиками будут характеризоваться западная и южная части системы.

Интенсивный рост потребности энергосистемы в высокоманевренных пиковых мощностях сопровождается коренными изменениями в структуре генерирующих мощностей. Преобладающую роль в системе все более занимают крупные ТЭС с блочными агрегатами на сверхвысоких параметрах пара. Удельный вес блочных агрегатов и ТЭЦ к 1975 г. превысит 90%. Эти виды станций отличаются ограниченным регулировочным диапазоном (не свыше 20—30% их номинальной мощности) и не приспособлены для работы в режимах резко переменных нагрузок и ежесуточных остановов. В связи с этим возникают значительные режимные трудности в часы интенсивного нарастания и спада нагрузок (предпиковые и послепиковые часы) и в период ночного провала нагрузок.

В настоящее время в ОЭС Юга почти отсутствуют специальные пиковые станции, и вся тяжесть неравномерной работы ложится на блочные агрегаты. С каждым годом все большее количество блоков участвует в регулировании графика нагрузки системы, что приводит к снижению надежности работы оборудования и существенному перерасходу топлива.

По данным Донбассэнерго в 1968 г. системы была вынуждена выполнить 250 остановов блоков. При этом перерасход топлива только на пуск блоков составил 30 тыс. *т* у. т., а с учетом ведения блоками регулировочного режима — 67 тыс. *т* у. т. На перспективу ежегодный перерасход топлива только на пуски блоков Донбассэнерго может достичь 200 тыс. *т* у. т.

В системе Харьковэнерго отсутствие необходимого количества экономичных пиковых мощностей приводит к большому перерасходу топлива. Например, в летнее время для покрытия вечернего максимума нагрузки, продолжающегося 2—3 часа, в системе работают неэкономичные агрегаты с удельным расходом 500—600 *г/квтч*. Эти агрегаты суммарной мощностью 150 *Мвт* практически работают круглосуточно во избежание их износа из-за частых пусков и остановов. В 1969 г. перерасход топлива на указанных агрегатах составил 149 тыс. *т* у. т.

Особенно велики затруднения по регулированию нагрузки в западных и юго-западных районах ОЭС Юга, характеризующихся повышен-

ной пиковостью графиков нагрузки при минимальном удельном весе КЭС с поперечными связями и почти полном отсутствии ГЭС способных вести регулирование в энергосистеме.

Крупные блочные ТЭС должны обеспечить во все возрастающих объемах передачу электроэнергии в страны СЭВ. Указанная передача носит также неравномерный характер, снижаясь до 60% в ночные часы, что еще более ухудшает работу ТЭС. Из данных по эксплуатации Бурштынской ГРЭС — крупнейшей в Западно-Украинской энергосистеме — следует, что количество остановов блоков возросло до 273 в 1969 г. против 76 в 1967 г.

Абсолютные потери топлива на пуск-останов одного блока 200 *Мвт* Бурштынской ГРЭС составляют:

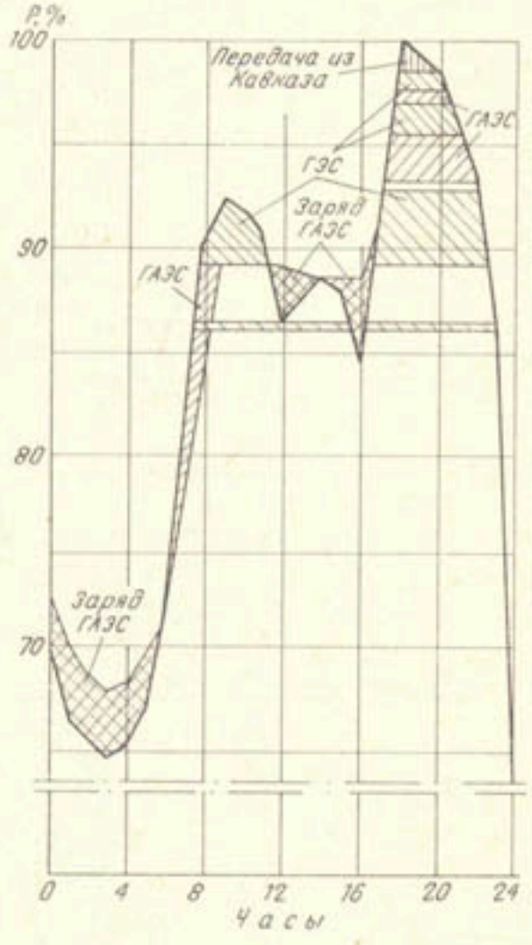
Время простоя (час)	28	29	36	60
Потери топлива (*т* у. т.) . . .	6–8	16	30	60

По данным Молдглавэнерго число остановов блоков 200 *Мвт* в резерв на Молдавской ГРЭС по заданному графику, а следовательно, и пережог топлива возросли за год в два раза.

В перспективе для покрытия только остропиковой части графика нагрузки потребуется иметь в ОЭС Юга около 11 млн. *квт* высокоманевренных мощностей.

Рост пиковой части графика нагрузки сопровождается снижением доли ГЭС, призванных покрывать эту часть графика, с 18% в 1960 г. до 7% в перспективе.

Суммарный потенциал экономически эффективных ГЭС в ОЭС Юга, включая действующие, не превышает 5 млн. *квт*. Поэтому для покрытия пиков нагрузки в ближайшее десятилетие необходимо ввести дополнительно свыше 6 млн. *квт* пиковых мощностей.



Покрытие суточного графика нагрузки ОЭС Юга за максимальный день (зима).

Основными факторами, определяющими потребность в пиковых мощностях, являются: техническая возможность многократной разгрузки оборудования и экономическая целесообразность применения специальных пиковых установок для покрытия зон графика с малым числом часов.

Предполагается, что на перспективном уровне разница между максимальной и минимальной нагрузкой превысит 20 млн. *квт*. При этом предельно возможная разгрузка агрегатов на рассматриваемый период с учетом структуры генерирующих мощностей составит 12,9 млн. *квт*.

Исходя из принятых данных о регулировочном диапазоне отдельных типов станций, на рисунке приведено покрытие суточного графика нагрузки ОЭС Юга за максимальный день (зима). Покрытие графика производилось в увязке с вопросом о необходимости применения специальных пиковых станций для покрытия зон графиков с малым числом часов.

Располагаемая мощность ГЭС в ОЭС Юга в дальнейшей перспективе может достигнуть 4,5 млн. *квт*. С учетом размещения на ГЭС части резерва

возможное участие ГЭС в покрытии графика нагрузки определилось в 3,6 млн. *квт*.

Предполагается также использовать получение мощности из ОЭС Северного Кавказа и Закавказья в остропиковой части графика. Расчетная величина указанной передачи принята в размере 1 млн. *квт*.

С учетом мощности ГЭС, газотурбинных станций (ГТС), передачи из ОЭС Северного Кавказа и Закавказья общий дефицит регулировочного диапазона все же составит 3,4 млн. *квт*.

Масштабы строительства ГАЭС должны быть таковы, чтобы обеспечить прохождение ночных провалов без остановки блоков при принятой их регулировочной способности. Следовательно, необходимый ввод мощности на ГАЭС в дальнейшей перспективе составит 2—2,5 млн. *квт*. При отказе от строительства ГАЭС дефицит регулировочного диапазона потребует в ночное время остановки в энергосистемах ОЭС Юга 20—25 крупных блоков суммарной мощностью 4,8 млн. *квт*.

Предполагаемая степень разгрузки блоков не достигнута в эксплуатации и вероятность ее достижения в ближайшем будущем проблематична.

Атомные станции не намечается разгружать. Следовательно, дефицит регулировочного диапазона может еще увеличиться, а предполагаемый ввод мощности ГАЭС должен считаться минимальным.

Указанные обстоятельства создают предпосылки для широкого строительства экономичных ГАЭС, наиболее эффективно обеспечивающих покрытие пиковых нагрузок и нормальную работу ТЭС.

Анализируя потребности ОЭС Юга, возможности ГАЭС и зарубежный опыт, можно утверждать, что ГАЭС в ОЭС Юга будут выполнять функции: заполнения провалов нагрузки в ночные и частично в дневные часы; покрытия пиковой части графика (3,5—4 час.); участия в работе энергосистемы в часы подъема и спада нагрузки; быстродействующего аварийного и частотного резерва; синхронных компенсаторов (СК).

Эффективность использования ГАЭС в режиме СК определилась исходя из величины мощности отдельных СК, устанавливаемых на подстанциях энергосистемы, которую ГАЭС может заменить. Каждая ГАЭС сможет заменить не менее 100—300 *Мвар* мощности синхронных компенсаторов. При расчете эффективности ГАЭС учитывалась эффективность использования гидроагрегатов в режиме СК.

Отбор площадок под строительство ГАЭС на территории ОЭС Юга производился с учетом ряда топографических и гидрологических условий (наличие водохранилищ, напора порядка 60—100 *м* и выше, благоприятных инженерно-геологических условий и пр.). Из рассмотренных 49 площадок отобраны семь наиболее перспективных ГАЭС (табл. 1).

Таблица 1

ГАЭС	Полезный объем верхнего бассейна, млн. $м^3$	Число агрегатов		Длина нитки напорного трубопровода, *м*	Расчетный напор турбин, *м*	Мощность в турбинном режиме, *Мвт*
		прямых	обратимых			
Красноосколькая	20	3	11	510	85,5	1000
Ладыжинская	13,5	3	7	350	56,5	500
Гурьевская	27,0	6	14	870	69	1200
Ломачинская	15,8	3	9	460	121	1250
Куратурская	9,3	2	5	1150	160,8	1000
Ай-Петринская	0,9	5	5	—	1002	500
Теребля-Рикская	9,0*	2	насосов 6	100	167,3	1000

* Для Теребля-Рикской ГАЭС — нижний бассейн.

Эффективность ГАЭС оценена по энергоэкономическим показателям и срокам окупаемости дополнительных капиталовложений по сравнению с заменяемой мощностью 600 *Мвт* с удельными вложениями 85 *руб/квт* и постоянными издержками 9 *руб/квт*.

Величина топливного эффекта на ГАЭС (с $h=1000$ час) при сопоставлении с ГТС определилась как экономия топлива (с учетом расхода на заряд от базисных станций) в размере 0,15 *кг* условного топлива на 1 *квтч* энергии разряда. Затраты по топливу принимались по показателям энергетических донецких углей, коэффициент калорийности которых за счет использования низкосортных углей составляет 0,793. Удельные капиталовложения в топливную базу принимались в размере 87 *руб/т* у. т. при себестоимости топлива 15,2 *руб/т* у. т.

Как указывалось выше, все ГАЭС будут работать и как источники реактивной мощности с затратами на приспособление к режиму СК 0,1 *руб/квар* по капиталовложениям и 0,3 *руб/квар* по годовым издержкам.

В качестве заменяемого варианта принята установка на подстанции двух синхронных компенсаторов типа КСВ-50000-11 суммарной установленной мощностью 90 тыс. *квар* с удельными капиталовложениями 9.1 *руб/квар* и ежегодными издержками при числе часов использования установленной мощности в режиме СК $T_p^{ск}=2000$ час — 1 *руб/квар*.

Показатели лучших запроектированных ГАЭС приведены в табл. 2.

Таблица 2

Показатели	ГАЭС		
	Ломачинская	Куратурская	Теребля-Рикская
Удельные капиталовложения:			
на 1 *квт* установленной мощности, *руб/квт*	161	164	178
в том числе по ГАЭС	156	157	176
по ЛЭП	5	7	2
Срок окупаемости при сопоставлении с ГТС, лет	5,9	6,0	8,0
То же, с учетом фактора времени ($P \sim 0{,}08$), лет	7,1	7,2	9,5
Рентабельность, %	31,4	30,2	21,2

Указанные в таблице ГАЭС, расположенные в западной части ОЭС Юга, наиболее дефицитной по пиковой мощности, и рекомендуются как первоочередные на перспективу.

Следует отметить, что возможное совмещение строительства ГАЭС с АЭС или ГРЭС, образующих единый энергетический комплекс, значительно повысит эффективность ГАЭС и улучшит их энергоэкономические показатели.

УДК 621.221.4.0022(47925)

Инженер В. Б. РОСТОМЯН

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ И ВОЗМОЖНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЭС В АРМЯНСКОЙ ССР

В Армении до настоящего времени не выявлены запасы энергетического топлива, имеющие промышленное значение. Теплоэнергетика базируется на привозном топливе.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы Армении определены в размере 24 млрд. *квтч*. По предварительным расчетам, проведенным в последнее время, эффективные гидроресурсы республики определяются в 2,5 млрд. *квтч*. Все реки Армении относятся к бассейну р. Куры. Основными реками, представляющими интерес для энергетики, являются Раздан, Воротан, Арпа, Дебед, Ахурян, Вохчи, Аргичи, Аракс.

До начала шестидесятых годов энергосистема основывалась на выработке гидроэнергии. К этому времени были построены ГЭС Севано-Разданского каскада (шесть ГЭС мощностью 550 *Мвт*) и ряд незарегулированных ГЭС на реках Дебед, Вохчи, Ахурян суммарной мощностью 50 *Мвт*. Севано-Разданский каскад участвовал в покрытии графика нагрузки с выработкой порядка 1,3 млрд. *квтч*.

Севан является одним из наиболее крупных высокогорных озер нашей страны. В естественных условиях площадь его зеркала равна 1414 *км*², наибольшая глубина — 99 *м*, объем воды — 58 млрд. *м*³. После 35-летней эксплуатации ГЭС каскада, введенных в 1936—1962 гг., и ирригационных каналов, питающихся из сооружений ГЭС, уровень озера снизился более чем на 17 *м*. Ввиду уникального значения озера для развития туризма и оздоровительных мероприятий трудящихся, правительство приняло решение об уменьшении попусков из Севана. Осуществляются мероприятия, компенсирующие ущерб энергетики и ирригации от уменьшения попусков. К числу этих мероприятий относятся переброска части стока р. Арпы в Севан, а также ряд других мероприятий.

К 1960 г. была пущена ЛЭП-330 *кв*, соединяющая три энергосистемы Закавказья в Объединенную энергосистему (ОЭС), после чего в Армению стала поступать энергия из ОЭС. После пуска Кировоканской ТЭЦ мощность ТЭЦ республики достигла 400 *Мвт*. Происшедшие изменения позволили увеличить электроснабжение республики от ТЭС и перейти к постепенному уменьшению питания Севано-Разданского каскада из вековых запасов оз. Севан с целью стабилизации уровня озера.

За 1965—1970 гг. мощность Ереванской ТЭЦ была доведена до 550 *Мвт*, Разданских ТЭЦ и ГРЭС — до 300 *Мвт*, была введена первоочередная ступень Воротанского каскада — Татевская ГЭС (157 *Мвт*). Суммарное электропотребление республики в 1970 г. покрыто за счет выработки ТЭС — 5,04 млрд. *квтч*, ГЭС — 1,04 млрд. *квтч* и перетока из ОЭС 0,78 млрд. *квтч*.

В перспективе ближайшего десятилетия энергопотребление Армянской ССР достигнет 16—18 млрд. *квтч*. Предусматривается довести к этому времени выработку ГЭС до 2,4 млрд. *квтч*. Мощность ГЭС возрастет за счет Воротанского каскада на 247 *Мвт*, увеличения Татевской ГЭС (до 369 *Мвт*), а также ввода двух ГЭС на Дебедском каскаде (210 *Мвт*).

В дальнейшем будут исчерпаны экономические эффективные гидроресурсы. В связи с этим для покрытия неравномерной части нагрузки намечается ввод ГАЭС, для создания которых имеются благоприятные условия вдоль побережья оз. Севан, и в бассейнах других рек. На рис. 1 показаны график нагрузки Армянской энергосистемы, участие в покрытии пика существующих и намечаемых к строительству ГЭС, а также ГАЭС мощностью 400 *Мвт*.

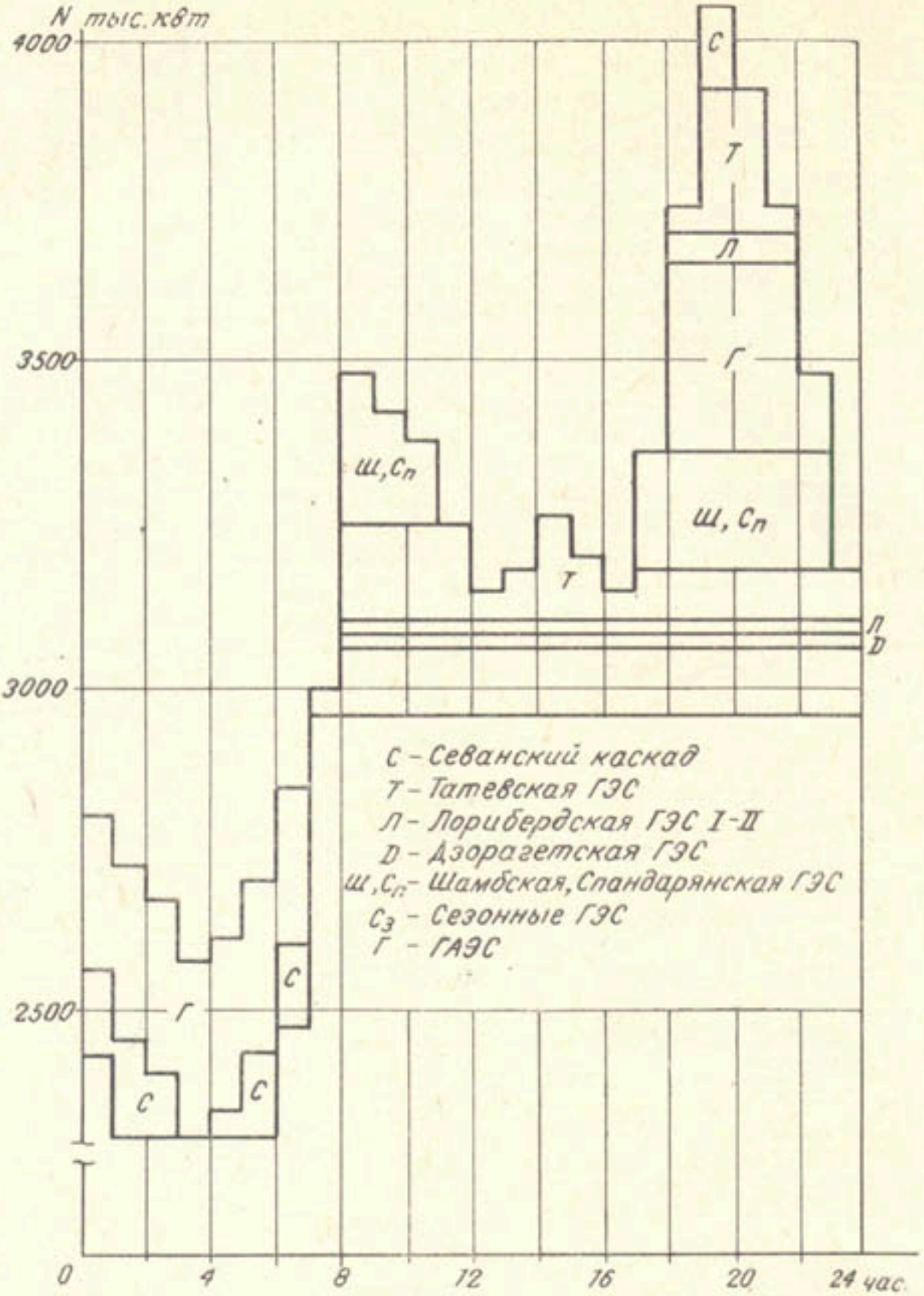


Рис. 1. Покрытие суточного графика нагрузки Армянской энергосистемы в перспективе, зима.

Примечательным для создания ГАЭС на берегу оз. Севан является то обстоятельство, что озеро окаймлено высокими горными хребтами. Наиболее близко к береговой линии подходят высоты и плоскогорья Арегунисского хребта, возвышающиеся над уровнем озера до 1000 *м*, создающие благоприятные условия для осуществления верхнего бассейна и ГАЭС в целом.

Нижним водохранилищем ГАЭС на берегу оз. Севан будет служить само озеро, а верхним — водоем, созданный на прибрежных высотах и плоскогорьях путем образования искусственной площадки и окаймления ее земляными дамбами или бетонными стенками (плотинами).

Армянским отделением Гидропроекта на первом этапе проработок,

проведенных на основе существующих геологических и топографических материалов, были намечены тринадцать площадок для создания ГАЭС напором в основном 400—700 *м*. Наиболее благоприятные условия для создания ГАЭС имеют площадки, расположенные на северо-восточном берегу оз. Севан. Топографические и инженерно-геологические изыскания на втором этапе проработок были сосредоточены на шести площадках.

Две из изученных площадок (Ахтамарская и Цовагюхская) наиболее благоприятны для строительства ГАЭС. На остальных площадках распространены озерные и нескальные отложения.

Площадка Ахтамарской ГАЭС расположена на северном берегу оз. Севан (рис. 2) и наиболее близка к основной электрической магистра-

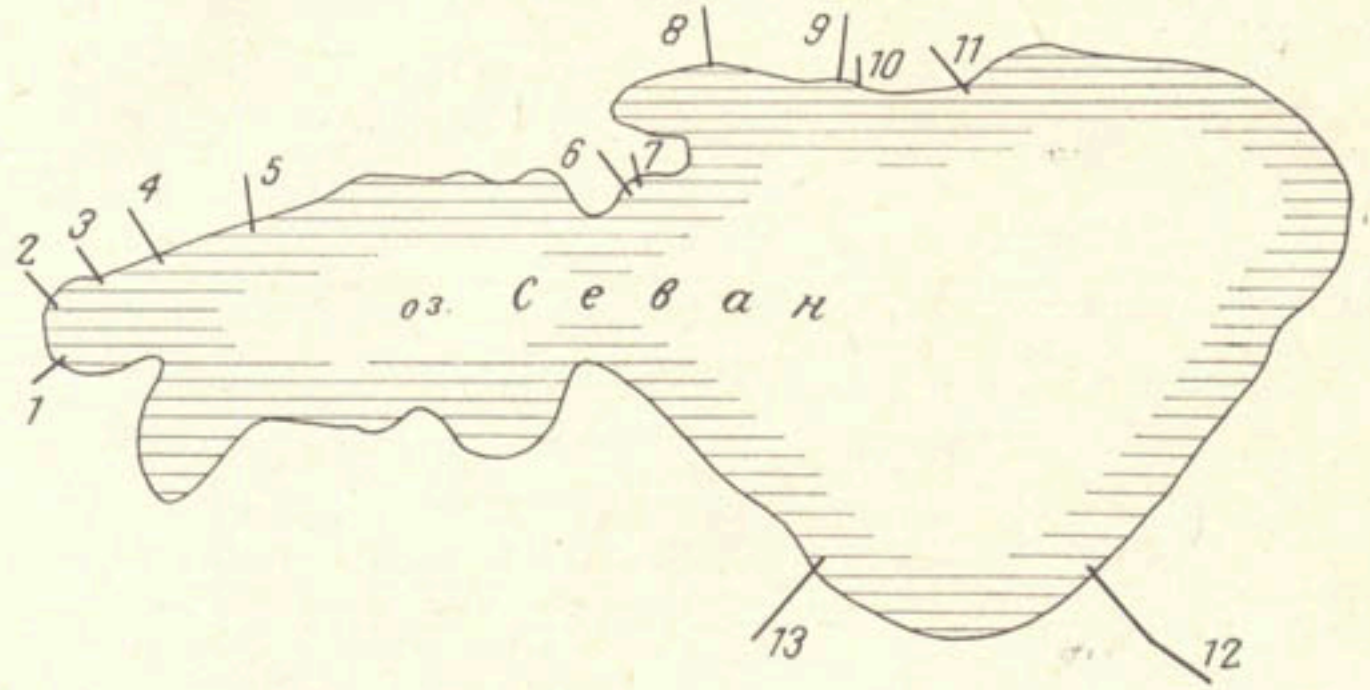


Рис. 2. Схема размещения ГАЭС на берегу оз. Севан. *1—13* — номера ГАЭС.

ли — ЛЭП-330 *кв* Акстафа—Ереван. ГАЭС запроектирована с верхним бассейном суточного регулирования, турбинным водоводом с наземным напорным металлическим трубопроводом, шахтой и горизонтальным туннелем, подземным зданием, оборудованным обратимыми агрегатами и напорной отводящей системой.

Объем верхнего бассейна суточного регулирования определен из условия получения мощности 400 *Мвт* в течение 4 часов при напоре 437 *м* и составляет 1,6 млн. $м^3$.

Одним из основных вопросов проектирования ГАЭС является нахождение оптимальных размеров и конструкций верхнего бассейна с целью получения минимальной стоимости строительства. Рассмотрены варианты создания площадки бассейнов суточного регулирования на разных отметках при глубине 5—30 *м*. Сделана попытка математического решения задачи минимизации зависимости стоимости бассейна от топографических и конструктивных характеристик.

На дальнюю перспективу на ГАЭС потребуется резервная мощность для подхвата нагрузки в случае аварии в системе, поэтому проработана возможность удвоения бассейнов суточного регулирования на площадке, имеющей отметки на 10—15 *м* ниже принятого НПУ. Этот второй бассейн имеет возможность присоединения к верхней части турбинного водовода с установкой дисковых затворов с автоматическим включением на случай аварии. Такое поочередное строительство необходимых в разное время емкостей дает возможность осуществления в первую очередь экономичных сооружений.

Склон горы, по которому будет проложен турбинный водовод, имеет длину примерно 1,5 *км*. Основным принят вариант открытого турбин-

ного двухниточного водовода с конечной подземной частью. Расчетный расход ГАЭС в турбинном режиме ее работы определен в 110 *м³/сек*. Для Ахтамарской ГАЭС, имеющей напор порядка 450 *м*, приняты обратимые агрегаты мощностью по 100 *Мвт* (в варианте Цовагюхской ГАЭС — 125 *Мвт*). Необходимо отметить, что Ахтамарская ГАЭС может иметь определенное значение для орошения и обводнения земель, что должно быть изучено на следующей стадии проектирования.

Площадка Цовагюхской ГАЭС расположена на северо-восточном берегу оз. Севан, на склонах Арегунийского хребта. По расстоянию от ЛЭП-330 *кв* она уступает Ахтамарской, но имеет преимущество перед остальными площадками. В основном варианте компоновки ГАЭС в ее составе запроектированы такие же сооружения, как и в составе Ахтамарской ГАЭС.

Топографические характеристики площадки Цовагюхской ГАЭС наиболее благоприятны в сравнении с остальными рассматриваемыми площадками. Удельные напоры на этой площадке, т. е. отношение напора ГАЭС к длине турбинного водовода, наибольшие среди ГАЭС на берегу оз. Севан (0,4). Учитывая сравнительно небольшую длину турбинного водовода Цовагюхской ГАЭС — 1 *км* и сравнительно малую стоимость водовода в капиталовложениях по ГАЭС, наряду с вариантом наземного турбинного водовода в схеме сохранен и вариант подземного водовода.

Резервный объем, необходимый в перспективе для развития энергосистемы обеспечивается возможной площадкой для создания емкости порядка 1 млн. *м³*.

Рассмотрена возможность строительства ГАЭС и в бассейне р. Воротан, на которой введена в эксплуатацию Татевская ГЭС. Бассейн суточного регулирования этой ГЭС построен емкостью в 90 тыс. *м³*. Для увеличения участия ГЭС в покрытии пика графика нагрузки предусмотрено удвоить мощность Татевской ГЭС и строительство нового лежащего выше бассейна суточного регулирования емкостью 700 тыс. *м³*, а на перепаде между двумя бассейнами сооружение ГАЭС мощностью 55 *Мвт*.

В таблице приводятся показатели первоочередных ГАЭС на берегу

Таблица

Показатели	Ахтамарская ГАЭС	Цовагюхская ГАЭС	Татевская ГЭС-ГАЭС
Объем верхнего бассейна, тыс. *м³*	1600	1650	700
Расчетный расход ГАЭС в турбинном режиме, *м³/сек*	110	105	36
Расчетный напор ГАЭС в турбинном режиме, *м*	437	425	174 ÷ 552
Мощность ГАЭС в турбинном режиме, тыс. *квт*	400	400	54 ÷ 157
Мощность ГАЭС в насосном режиме, тыс. *квт*	295	267	55
Число агрегатов, шт.			
а) обратимых	3	3	2
б) прямых	1	1	3
Длина наземного турбинного водовода, *м*	1230	660	1920
Длина подземного водовода, *м*	130	180	1150
Удельные капиталовложения на 1 *квт*. руб.	97	101	118

оз. Севан и Татевской ГАЭС—ГЭС. Предусмотрен следующий режим работы ГАЭС: в насосном режиме станции будут работать в течение 7—8 часов ночного провала нагрузки, из условия улучшения режима работы ТЭС и исключения затрат по созданию специальных мощностей для заряда ГАЭС, в турбинном режиме — в течение четырех вечерних часов по требованию энергосистемы в пиковые часы нагрузки.

При определении экономической эффективности ГАЭС в качестве заменяющего варианта принята газотурбинная установка. Удельные капиталовложения в ГТУ приняты в размере 85 *руб/квт*, удельный расход топлива — 0,5 *кг* у. т./*квтч*. Удельный расход топлива на заряд ГАЭС определен в размере 0,31 *кг* у. т./*квтч*.

При расчетах были учтены потребности Армэнерго. На следующих стадиях проектирования при рассмотрении связи с ОЭС Юга, возможно, выявится необходимость в большем масштабе ввода ГАЭС на берегу оз. Севан.

УДК 621.311.21.004.1

Кандидат технических наук Л. Г. ГОРУЛЕВА

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛЯВИНЬСКОЙ ГЭС ИМЕНИ В. И. ЛЕНИНА

В проектном задании Плявиньской ГЭС имени В. И. Ленина, выпущенном в 1959 г., установленная мощность была принята 600 *Мвт*. В дальнейшем в результате дополнительных возможностей энергетического использования ГЭС и технико-экономических сопоставлений установленная мощность ГЭС была повышена до 825 *Мвт* (с выработкой 1,5 млрд. *квтч*).

При обосновании мощности работа ГЭС рассматривалась на двух этапах развития Объединенной системы Северо-Запада (ОЭССЗ): на уровне 1967 г. и 1970 г.

Для выявления условий использования мощности ГЭС в графике ОЭССЗ в проекте было проведено покрытие зимнего суточного графика нагрузки по годам (с 1965—1970 гг.) в условиях расчетного маловодного года обеспеченностью 90%. При покрытии графика в первую очередь предусматривалось полное использование мощности существующих ГЭС: Каунасской, Кегумской и ГЭС Ленэнерго.

На уровне 1970 г. в покрытии графика нагрузки учитывались Доленская (Рижская) и Витебская ГЭС на Зап. Двине, а также расширение Кегумской ГЭС, строительство которых тогда предусматривалось планом развития энергетики.

Из приведенных в проекте балансов мощности видно, что на уровне 1970 г. Плявиньская ГЭС должна была участвовать в покрытии максимума мощностью 725 *Мвт* и выполнять функции нагрузочного резерва (100 *Мвт*). На уровне 1967 г. участие ГЭС в покрытии графика по проекту составляло 675 *Мвт* и резерв — 150 *Мвт*. В условиях среднего и многоводного года ГЭС в период с сентября по январь участвовала в покрытии графика нагрузки полной мощностью.

В связи с предледоходной сработкой водохранилища в марте и апреле учитывалось снижение мощности ГЭС по напору.

Суточный режим работы ГЭС предусматривал использование их в пиковой части графика нагрузки для создания наиболее благоприятных условий эксплуатации ТЭС.

В проекте при полезной емкости Плявиньского водохранилища 0,265 *км*³ на ГЭС предусматривалось только суточное и недельное регулирование. Регулирование стока в период зимней межени привело бы к увеличению глубины сработки с 1 до 5—7 *м*. Глубокая сработка водохранилища для Плявиньской ГЭС была признана нецелесообразной из-

за значительного снижения располагаемой по напору мощности (на 100 *Мвт*) при сравнительно небольшом увеличении гарантированной энергоотдачи (на 6 *Мвт*).

Призма, необходимая для суточного регулирования, оценена в материалах плана эксплуатации в 0,2—0,3 *м*, для недельного регулирования—0,1 *м* (при коэффициенте недельного регулирования 0,9).

В период эксплуатации выявилась необходимость использования Плявиньской ГЭС в качестве аварийного резерва системы. В плане эксплуатации, составленном после окончания строительства, показано, что при работе Плявиньской ГЭС в качестве аварийного резерва в течение 10 дней продолжительностью 10 час в сутки сработка составит 3,5 *м*.

В состав энергообъединения входят Карельская, Ленинградская, Эстонская, Латвийская, Литовская, Белорусская и Калининградская энергосистемы. Эта структура ОЭС Северо-Запада послужила основой для определения величины установленной мощности Плявиньской ГЭС в проекте.

Основными высоковольтными связями являются ЛЭП-110, 220 и 330 *кв*. В настоящее время ОЭС Северо-Запада связана по ЛЭП-330 *кв* Ленинград—Калинин с ОЭС Центра. В конце 1970 г. была введена в действие также связь 330 *кв* Лукомольская ГРЭС—Смоленск. От ОЭС Северо-Запада осуществляются перетоки в ПНР, ГДР и Финляндию.

В табл. 1 приводятся показатели режима электропотребления системы по проекту и фактическим данным за 1970 г.

Таблица 1

Показатели	ОЭС Северо-Запада	
	по проекту 1961 г.	фактически
Плотность декабрьского суточного графика	0,731	0,8
Число часов использования максимума нагрузки, час	4850	5253

Сопоставление проектных и фактических данных по режиму электропотребления ОЭССЗ показывает, что график нагрузки 1970 г. оказался более плотным, нежели намеченный в проекте.

Состав электростанций ОЭССЗ на уровне 1970 г. также отличается от принятого в проекте.

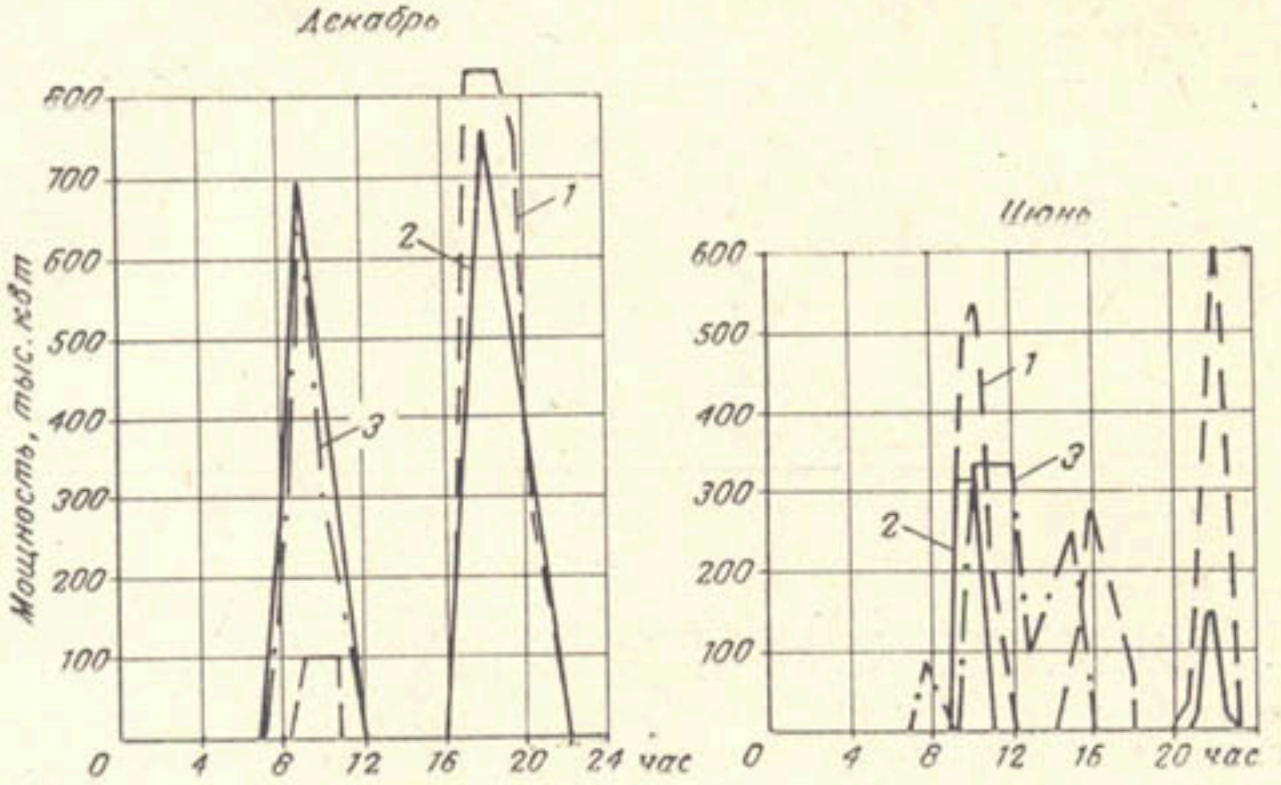
В настоящее время ввод мощностей на Рижской ГЭС еще не осуществлен, к строительным работам по расширению Кегумской ГЭС не приступали, а строительство Витебской ГЭС не предусматривается.

Если темпы гидроэнергетического строительства в районах влияния ОЭССЗ были ниже проектных, то ввод новых мощностей на ТЭС производился форсированно. Несмотря на это, необходимый рост располагаемой мощности не обеспечен. На электростанциях постоянно имеются разрывы установленной и располагаемой мощности: до 140 *Мвт* на Прибалтийской ГРЭС, 70—150 *Мвт* на Эстонской ГРЭС и 85—165 *Мвт* на Плявиньской ГЭС.

В связи с резким изменением структуры генерирующих мощностей ОЭС в сторону увеличения доли крупноблочных агрегатов в общем балансе мощности проблема более глубокого регулирования блоков в суточном графике нагрузки превратилась в первоочередную.

Характерной особенностью зимних суточных графиков нагрузки является наличие двух близких по величине максимумов — утреннего и вечернего при значительном снижении нагрузки в ночные часы и скорости нарастания нагрузки 1200—1350 *Мвт* в час.

Покрытие суточных графиков показывает, что Плявиньская ГЭС при фактическом использовании в зимнем суточном графике декабря 1970 г. размещается в пиковой части с нижней зоной работы от 8 до 12 час в зависимости от рабочих дней недели. В проекте нижняя зона работы Плявиньской ГЭС соответствовала примерно 12 час в условиях зимы среднего года и 8—10 час в условиях маловодного года при размещении строящейся в настоящее время Рижской ГЭС в самом пике графика.



Проектный и фактический режим работы Плявиньской ГЭС (маловодный год):
1 — проектный режим; *2* — фактический режим 1969 г.; *3* — фактический режим 1970 г. (близкий к среднему году).

На рисунке показано сравнение проектного и фактического режима работы ГЭС в разные периоды года; в табл. 2 приводятся показатели режима эксплуатации Плявиньской ГЭС.

Таблица 2

Показатели	Годы				
	1966	1967	1968	1969	1970
Выработка электроэнергии, млн. *квтч*	742	1190	1206	973	1343
Число часов использования установленной мощности, час	1464	1441	1461	1180	1628
Обеспеченность среднегодового расхода, %	57	90	80	97	58
Работа в генераторном режиме в % от общего календарного времени	25,6	17,0	16,6	13,7	19,0
Работа в режиме синхронного компенсатора, %	10,3	4,8	10,7	9,5	6,1
Готовность станции к несению нагрузки	0,74	17,0	0,86	0,81	0,87

Рассматриваемый период первых лет эксплуатации Плявиньской ГЭС был маловодным с обеспеченностью расходов более 50%. В результате этого ГЭС не достигла проектного числа часов использования. Практически через ГЭС пропускался транзитный незарегулированный сток р. Даугавы с использованием для регулирования призмы 0,2 $км^3$. На Плявиньской ГЭС имело место в основном суточное и в отдельных случаях недельное регулирование стока.

Агрегаты Плявиньской ГЭС имеют трудные условия работы из-за

частых пусков и остановок ГЭС. В табл. 3 представлены данные о количестве пусков агрегатов Плявиньской ГЭС за период ее эксплуатации.

Кратковременность использования агрегатов создает частые переходные процессы, изменения механических усилий и т. д.

Таблица 3

Годы / Номера агрегатов	1966	1967	1968	1969	1970	Всего
1	9	354	269	64	306	1002
2	18	375	199	77	280	949
3	129	294	225	308	376	1332
4	128	323	290	362	254	1357
5	144	330	258	283	218	1233
6	238	386	221	368	300	1513
7	256	345	242	334	330	1507
8	357	330	262	286	267	1502
9	346	137	128	360	300	1271
10	245	167	135	328	289	1164
Итого	1870	3041	2229	2770	2920	12830

Из-за непродолжительности использования Плявиньской ГЭС в суточном графике нагрузки на нее в соответствии с проектом были возложены функции выработки реактивной мощности. Гидроэлектростанция широко используется для регулирования режимных отклонений нагрузки системы и регулирования межсистемных перетоков мощности. В цепи системной автоматики ГЭС регулирует через автооператор переток в Центр. Расположение ГЭС в центре сетей 330 *кв* ОЭССЗ выгодно для регулирования напряжения. Наличие в энергообъединении большого количества одноцепных связей приводит к необходимости длительного использования Плявиньской ГЭС в режиме синхронного компенсатора.

Однако диспетчерская служба ОДУ использует агрегаты ГЭС в режиме синхронного компенсатора и тогда, когда это не вызывается необходимостью поддержания уровня напряжения и не требуется для вращающегося резерва. Учитывая это, дежурный персонал ГЭС постоянно вносит изменения в работу автооператора. Регулирование через автооператор входит в некоторое противоречие с экономичным использованием установленных на ГЭС радиально-осевых турбин, так как снижение единичной мощности агрегатов в отдельные дни перемещает их в зону работы с низким к.п.д. и приводит к снижению выработки энергии.

Хотя в проекте Плявиньской ГЭС не размещался на ней аварийный резерв и предусмотрен нагрузочный резерв, за 1966—1970 гг. были неоднократные случаи использования ГЭС в аварийном режиме.

В 1970 г. выработка энергии была ниже проектной на 10%, себестоимость энергии составила 0,184 *коп/квтч*, т. е. существенно превышала проектную (0,1 коп).

Суммируя выводы эксплуатации ГЭС, следует подчеркнуть, что режим ее работы является остропиковым, с частыми пусками и остановками агрегатов в течение суток. Гидроэлектростанция предназначена для покрытия максимумов нагрузок ОЭССЗ. Она широко используется для регулирования режимных отклонений нагрузки системы и межсистемных перетоков, а также для регулирования напряжения. Гидроагрегаты до 10% календарного времени работают в режиме синхронного компенсатора. На ГЭС возлагаются также функции аварийного и нагрузочного резерва энергосистемы.

На основе опыта эксплуатации можно установить, что основные ограничения, влияющие на эффективность использования Плявиньской ГЭС в пиковом режиме, сводятся к следующему:

1. Нижележащая Кегумская ГЭС имеет пропускную способность турбин, меньшую в 4,5 раза, чем Плявиньская ГЭС. Регулирующая призма Кегумского водохранилища незначительна. Для приема пиковых расходов воды Плявиньской ГЭС необходимо поддержание Кегумского водохранилища на пониженных отметках, что приводит к потерям выработки электроэнергии. Устранение этого недостатка возможно только после расширения Кегумской ГЭС.

2. Пиковый режим для Плявиньской ГЭС ограничен требованиями рыбного хозяйства к работе Плявиньской ГЭС в период нереста рыбы без колебаний уровня водохранилища. Для Кегумского водохранилища величина допустимых колебаний уровня не должна превышать 25 *см*.

3. Некоторые ограничения пикового использования Плявиньской ГЭС при малых мощностях связаны с высокой установкой турбин по высоте отсасывания. Минимально допустимая нагрузка ГЭС 120 *Мвт* не всегда выдерживается диспетчерами.

4. В первые годы эксплуатации на использовании гидроэлектростанции в пиковом режиме отрицательно сказалась недостаточная надежность поставленного оборудования.

5. Проектом не было предусмотрено использование Плявиньской ГЭС в качестве аварийного резерва. Практически мощность ГЭС использовалась в различных режимах.

УДК 621.311.21.004.1

Инженер Н. М. ЖУКОВЕЦ

ЭКОНОМИКА ВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Период временной эксплуатации ГЭС продолжается, как известно, от пуска первых агрегатов до сдачи в нормальную эксплуатацию. Оптимизация технико-экономических показателей этого периода особенно важна при существующих методах оценки экономической эффективности ГЭС и требованиях к повышению эффективности производства.

Правильный учет периода временной эксплуатации в энергоэкономическом обосновании ГЭС требует в дополнение к проекту ГЭС специальных методических разработок и нормативов.

Ниже излагаются некоторые предпосылки и рекомендации для таких методических разработок на основании фактических показателей временной эксплуатации ряда гидроэлектростанций.

Срок начала временной эксплуатации определяется готовностью сооружений и оборудования к созданию напора и к выдаче мощности. Ему предшествует освоение в строительстве той доли капитальных затрат, которая необходима для возведения сооружений, приобретения, монтажа и ввода технологического оборудования.

Доля освоенных капитальных вложений может быть названа их пусковой освоенностью. Проектные и фактические значения пусковой освоенности капиталовложений для 12 построенных гидроэлектростанций

показаны на рис. 1. Необходимо отметить, что фактические значения пусковой освоенности меньше проектных на величину от 2 до 15%. Фактическая же пусковая освоенность составляет для русловых ГЭС — 70÷77%, для приплотинных — 60÷76%.

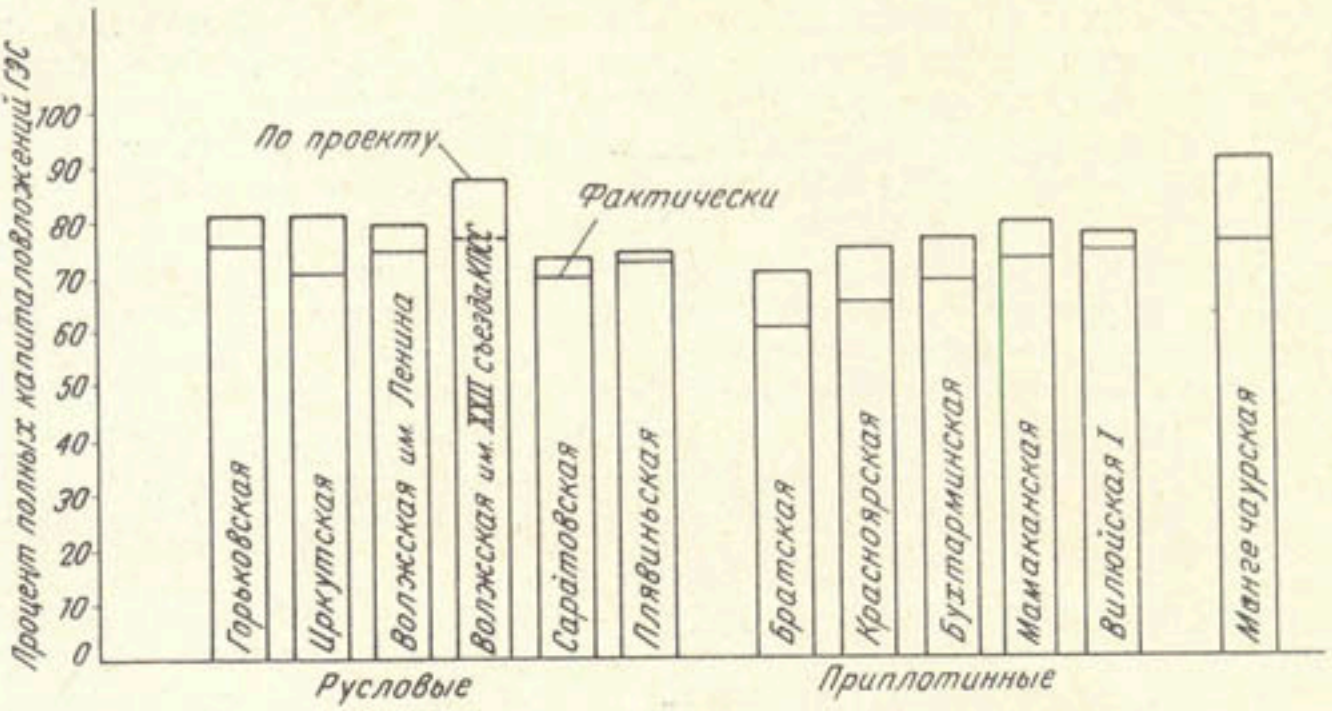


Рис. 1. Пусковая освоенность капиталовложений построенных гидроэлектростанций.

Ускорение пуска многих построенных гидроэлектростанций было достигнуто путем использования временных схем пуска и добавления затрат на осуществление ряда мероприятий сверх стоимости сооружения ГЭС (временные шатры над агрегатами, временные водозаборы, краны, затворы и другие).

Ускорение пуска достигается также за счет проведения его при напорах значительно более низких, чем проектные (20÷50% $H_{расч.}$). Сниженным напорам соответствуют низкие к.п.д. и пониженная располагаемая мощность. Однако кратковременная работа в этой зоне позволяет получить требуемую мощность и энергоотдачу для системы, что очень часто оправдывается.

Так, для Волжских ГЭС имени В. И. Ленина и имени XXII съезда КПСС и Братской ГЭС имени 50-летия Великого Октября начальная располагаемая мощность агрегатов составила около 1/4.

Для высоконапорных ГЭС с длительным наполнением верхнего бьефа (пять и более лет) экономичное использование зоны сниженных напоров за счет повышения к.п.д. и выработки оправдывает установку специальных рабочих колес, стоимость которых включается в смету ГЭС (Нурекская ГЭС).

Длительность временной эксплуатации ГЭС, как и полная длительность строительства, задается нормативами СНиП и уточняется в проекте. Сокращение периода нарастания мощности и выработки ГЭС и срока завершения строительства является экономически оправданным. На практике длительность временной эксплуатации часто затягивается из-за недостаточного финансирования, организационных недостатков, отставания или переноса объемов работ по сооружениям напорного фронта и др.

Так, неготовность сооружений напорного фронта существенно сдерживала подъем горизонтов Братской, Камской, Кременчугской и некоторых других ГЭС. Значительное отставание ввода агрегатов и выдачи мощности может происходить из-за неготовности электротехнических устройств, трансформаторов и ЛЭП.

Длительность начального наполнения водохранилища при отсутствии задержек, указанных выше, зависит от его емкости, размеров среднегодового стока, водности лет и роста водопотребления комплексных водопользователей. На ГЭС с годичным и многолетним регулированием длительность наполнения составляет от двух до десяти лет.

Установление оптимальной длительности и режима начального наполнения затруднительно, так как зависит от многих факторов и точности их прогнозирования в проекте. Однако соответствующие расчеты в проекте и фактическое соблюдение проекта временной эксплуатации вводимых ГЭС обеспечивают значительный эффект.

Использование мощности и выработки ГЭС определяется темпами роста энергопотребления. В районах европейской части страны, при большой удельной электрической нагрузке на 1 $км^2$ и развитой высоковольтной сети, обычно обеспечивается быстрое использование мощности и выработки новых ГЭС.

В восточных районах страны мощности крупных ГЭС с емкими водохранилищами могут осваиваться в течение длительного срока. Освоение выработки этих ГЭС происходит быстрее, так как гарантированная энергоотдача велика и обеспечивается раньше достижения НПУ. В связи со сказанным в проектах ГЭС восточных районов обычно предусматривается очередность строительства и ввода агрегатов ГЭС.

Рассмотрение этого вопроса в проектах таких крупнейших ГЭС как Братская, Красноярская, Усть-Илимская, Саяно-Шушенская и другие показало экономическую целесообразность сооружения этих ГЭС в две очереди. Высокий коэффициент использования стока и относительно более дешевое топливо во многих районах азиатской части страны часто определяют экономичность отодвижки монтажа последних агрегатов, несмотря на небольшие затраты в гидрооборудование.

Капиталовложения, затрачиваемые в период временной эксплуатации составляют значительную долю сметной стоимости ГЭС (35—20%) и включают приобретение и монтаж оборудования, часть затрат в сооружения напорного фронта и в верхнее строение ГЭС, в металлоконструкции и механизмы. По мере завершения отдельных узлов и объектов формируются основные фонды ГЭС.

Весьма важно установление величины капиталовложений, которая переходит в основные фонды при пуске ГЭС. От ее правильного определения зависят технико-экономические показатели использования первых агрегатов и задел строительства.

На рис. 2 показана схема образования основных фондов. Как из-

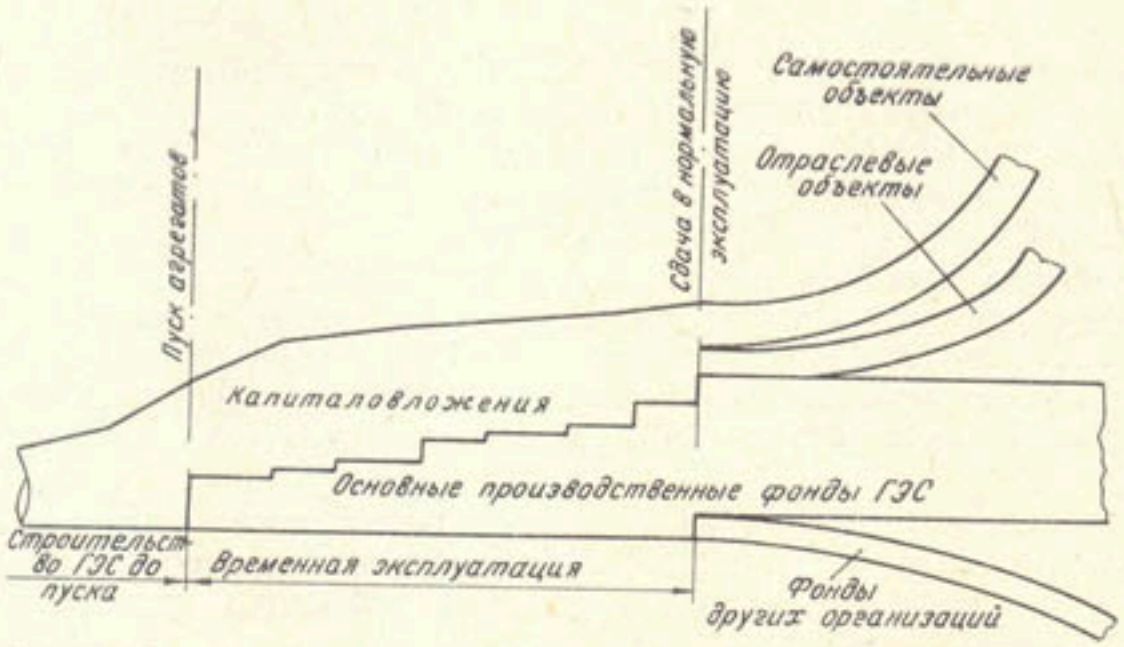


Рис. 2. Динамика капитальных затрат и формирование основных фондов ГЭС.

вестно, из сметы ГЭС исключаются комплексные и отраслевые затраты. Из фондов ГЭС исключаются затраты, не относящиеся к процессу эксплуатации ГЭС (защитные мероприятия и объекты, переносимые из зоны затопления, предприятия, дороги и др.).

Фактический процесс разнесения затрат нами схематизирован, поскольку на энергетику ГЭС начисляются некоторые посторонние затраты, сохраняемые затем и на балансе ГЭС в качестве основных фондов.

Начальная величина и рост основных фондов в период временной эксплуатации зависят от темпов строительства, монтажа оборудования и сдачи его в эксплуатацию и часто не находятся в соответствии с вводимой мощностью и числом агрегатов. Формальный перевод сактированных затрат в фонды ГЭС может существенно снизить эффективность ГЭС в первые годы эксплуатации.

На рис. 3 показано изменение основных промышленно-производст-

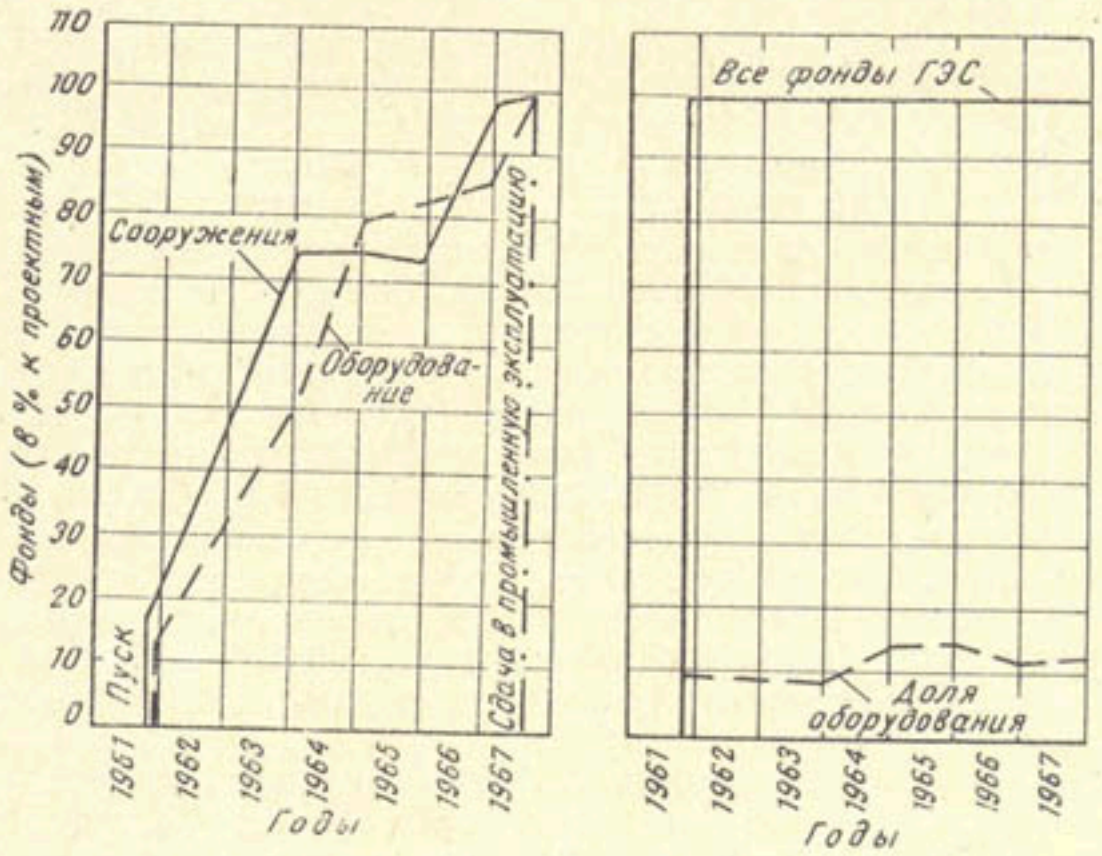


Рис. 3. Динамика роста фондов Братской ГЭС имени 50-летия Великого Октября за период временной эксплуатации.

венных фондов Братской ГЭС. На рис. 3 видно некоторое отставание ввода фондов по оборудованию. На рис. 4 показано изменение величины фондов той же ГЭС на киловатт располагаемой мощности. Легко заметить, что неравномерный и опережающий ввод фондов снижает мощностной эффект в первые годы эксплуатации.

Динамика издержек по некоторым ГЭС приведена на рис. 5, на котором выделено изменение издержек по амортизации и эксплуатации в процентах от их величины в момент сдачи ГЭС в промышленную эксплуатацию. График показывает, что начальные значения издержек амортизации составляют от 20 до 40%, что соответствует доле вводимых при пуске фондов.

Повышенные издержки в первые годы включают внеплановые капитальные ремонты по устранению интенсивного износа турбин в зоне низких напоров, по ликвидации дефектов и повреждений, пуско-наладке и реконструкции отдельных узлов.

Более правильно эти работы присоединить к капиталовложениям

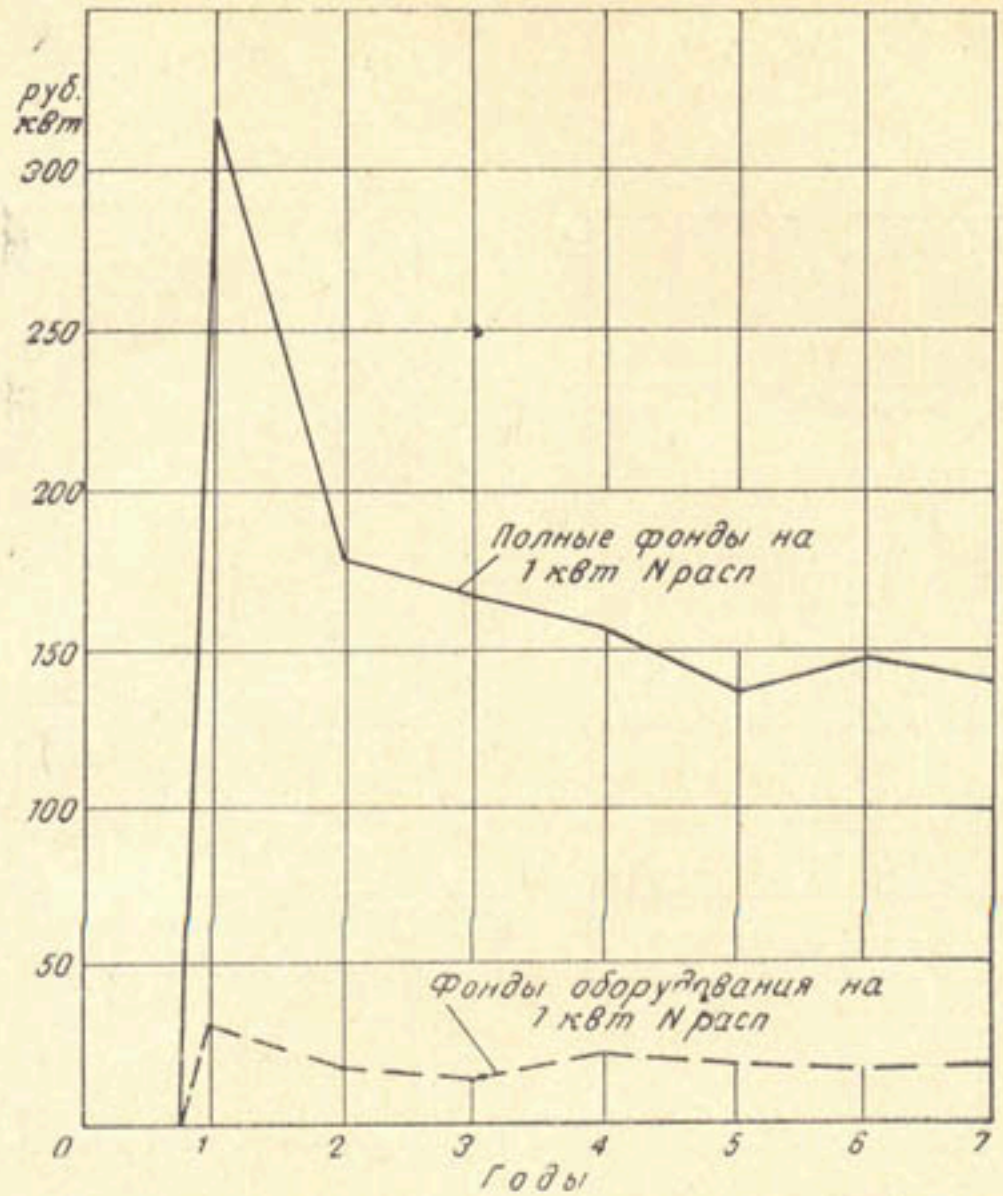


Рис. 4. Динамика фондов Братской ГЭС, отнесенных к располагаемой мощности.

ГЭС, если же они вызваны заводскими дефектами оборудования, то указанные затраты следовало бы покрыть заводам-изготовителям.

Начальные значения издержек эксплуатации, приведенные на том же рис. 5, достигают 40—80%, а для Братской ГЭС даже 150% от их величины при сдаче ГЭС в промышленную эксплуатацию.

В последующие годы после пуска издержки эксплуатации растут, зачастую превышая норму, а после сдачи в промышленную эксплуатацию, как правило, снижаются. Некоторое превышение эксплуатационных издержек в период пуска отражает повышенный надзор за оборудованием в процессе его наладки, отсутствие автоматизации и увеличение затрат на текущие ремонты. Вместе с тем, превышение эксплуатационных издержек отражает также некоторую долю затрат по приемке оборудования и организации службы эксплуатации, по пуско-наладочным работам и реконструкции, которые на издержки эксплуатации относиться **не должны.**

Приведенные выше некоторые технико-экономические показатели ГЭС в период временной эксплуатации позволяют сделать вывод о важности дальнейшего изучения фактических материалов временной эксплуатации. Ниже даются некоторые рекомендации для отражения показателей этого периода в энергоэкономических расчетах эффективности ГЭС, а также в проектных разработках их пусковых схем.

1. Целесообразно проведение в проектах анализа пусковой освоенности капиталовложений с целью выявления минимальной доли затрат, обеспечивающих ускоренный пуск и последующий график подъема и ввода мощностей.

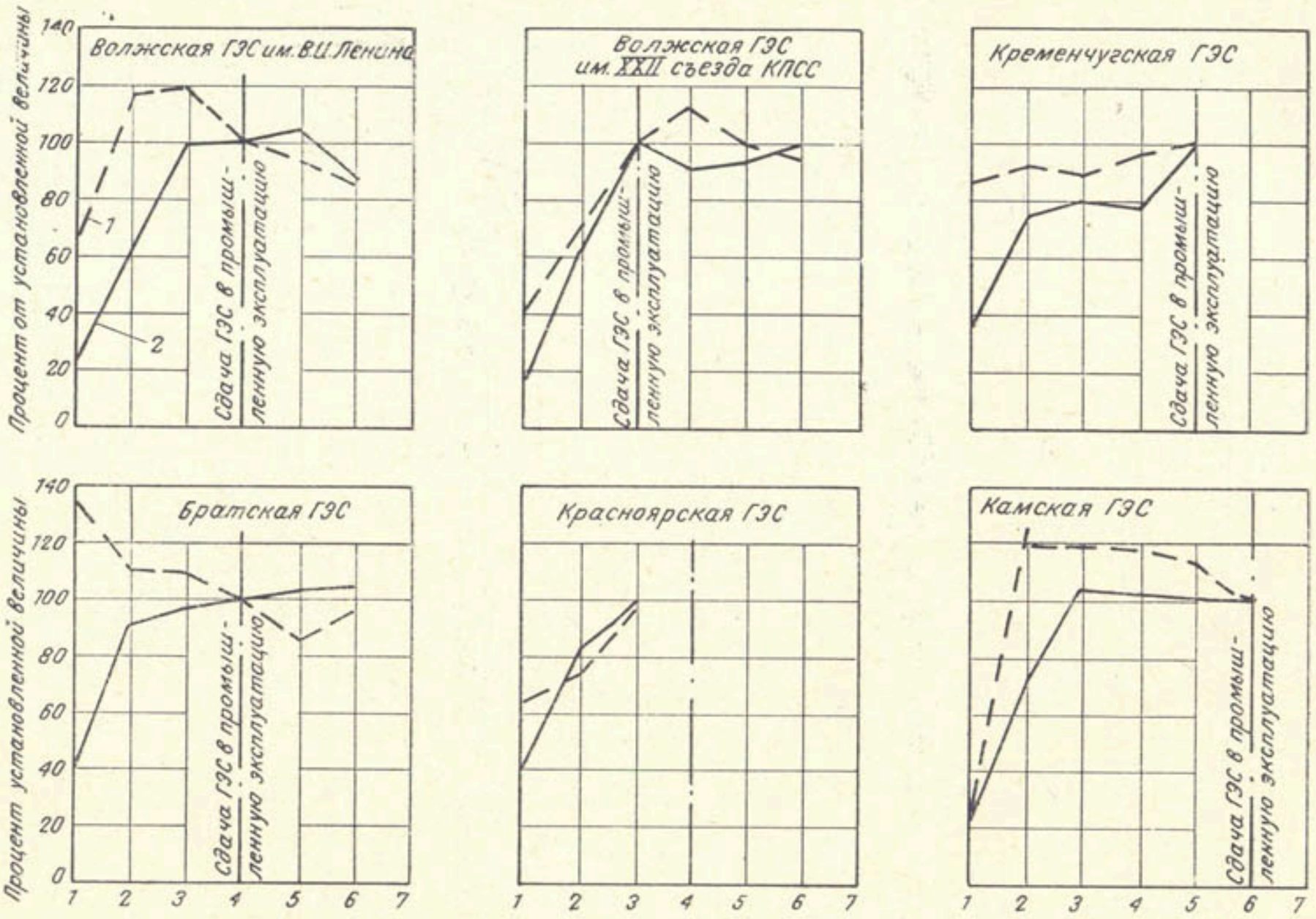


Рис. 5. Динамика издержек гидроэлектростанций в период временной эксплуатации:

1 — эксплуатационные издержки;
2 — амортизационные издержки.

2. В проектах ГЭС должно быть уделено более значительное место определению напора, на котором целесообразно пускать агрегаты ГЭС.

3. Режим начального наполнения водохранилища должен рассматриваться в проекте с более полным анализом (в динамике) эффекта ГЭС по мощности и энергоотдаче.

4. Необходимо более обоснованно регламентировать величину фондов, относимых на ГЭС, с учетом их пуска.

5. Целесообразно уточнить начисление амортизации на ГЭС в первые годы ее эксплуатации.

Следует регламентировать отнесение всех затрат, связанных с пуском, ремонтами, реконструкцией и устранением дефектов оборудования за период временной эксплуатации, на величину фондов либо на текущие издержки.

НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РЕГУЛИРОВАНИЮ И ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЮ СТОКА

УДК 627.81.001

Кандидат технических наук Е. М. ПОДОЛЬСКИЙ,
инженер А. Е. ФЛОРОВ

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА В РЕЧНОМ БАССЕЙНЕ

Речная водохозяйственная система должна обеспечивать водохозяйственный баланс в речном бассейне путем регулирования и территориального перераспределения стока. Теория регулирования стока достаточно глубоко разработана в трудах отечественных ученых [Л. 1, 2 и др.], и имеется большой опыт ее практического применения. Однако вопросы экономического обоснования развития речных водохозяйственных систем (состав объектов и их параметров) не получили глубоких научных разработок. Проектные решения по этим вопросам до сих пор принимаются на основе перебора ограниченного числа вариантов при интуитивном отсеивании остальных.

Принципиальные решения по выбору объемов водохранилищ, работающих в каскаде и регулирующих сток на заданную отдачу, были даны С. Н. Крицким, М. Ф. Менкелем [Л. 4], Я. Ф. Плешковым [Л. 5] еще в 1932—1936 гг. Однако решения эти отвечали критерию минимума суммарной емкости регулирующих водохранилищ, т. е. экономика их не учитывалась.

Известны работы Н. С. Калачева, А. И. Вдовица и Р. И. Япрынцевой [Л. 3] по выбору оптимальной схемы (плана развития) водохозяйственной системы, включая примыкающие энергетическую, ирригационную и другие системы, в которых используется метод динамического программирования.

Таким образом, имеется все необходимое, чтобы дополнить эти достижения разработкой экономико-математических методов составления **оптимального** водохозяйственного баланса, отвечающего наивыгоднейшим решениям по водохозяйственному строительству при подходе к речному бассейну как к некоторой системе взаимосвязанных объектов.

Формулировка задачи. Рассмотрим сложный (с большим числом притоков) речной бассейн, внутри которого заданы ресурсы поверхностных и подземных вод, места и размеры потребления свежей воды и сброса очищенных сточных вод в расчетных маловодных условиях по годам планируемого периода. Ресурсы и потребление воды соответствуют меженному периоду гидрологического года единой расчетной обеспеченности [1].

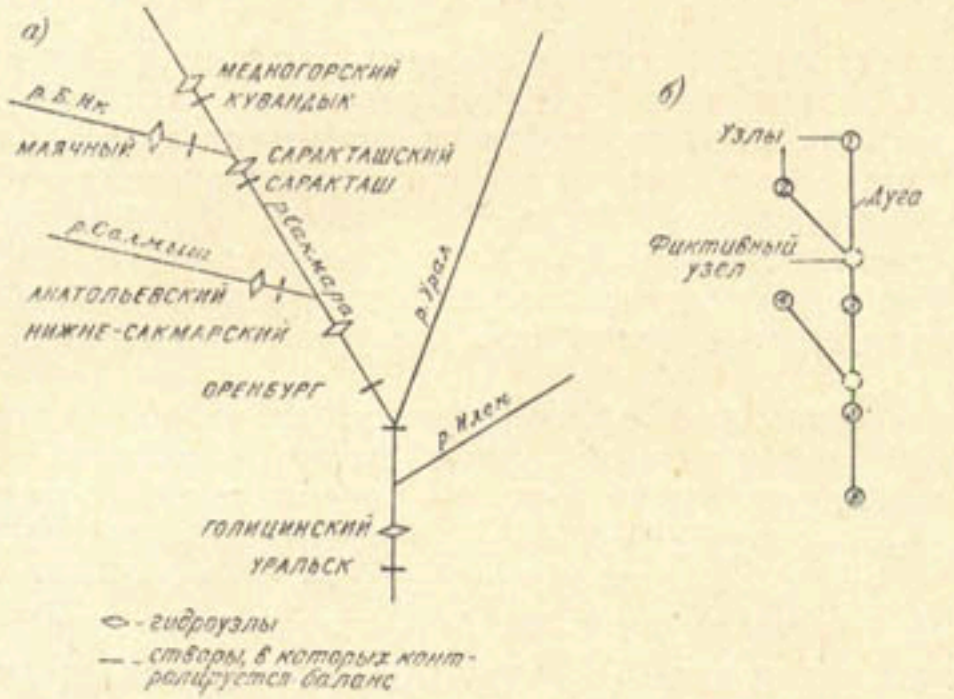
[1] При разнородных потребителях выбирается наиболее высокая обеспеченность.

Будем рассматривать пока чисто водохозяйственную систему с целевым назначением «водообеспечение», т. е. водоснабжение населения, промышленности, ирригации, попуски по рекам в целях обеспечения минимальных санитарно-гигиенических требований, гарантийных глубин для судоходства, интересов сельского и рыбного хозяйства.

Принимается некоторый расчетный перспективный уровень развития водохозяйственной системы Т. **Считаются решенными** вопросы: использования подземных вод, схем транспортировки воды от водозаборов до объектов, очистки сточных вод, систем промышленного и гражданского водоснабжения, оценки коэффициентов возврата потребляемой воды в различных створах и частях бассейна и т. п. Это позволяет ограничиться рассмотрением и экономической оценкой только речных водохозяйственных объектов, выявленных в результате проектно-изыскательских работ.

Определяется: состав водохозяйственных мероприятий (гидроузлы и объемы их водохранилищ), необходимых к расчетному уровню развития системы для обеспечения водохозяйственного баланса во всех контролируемых створах, — **при минимуме суммарных приведенных расчетных затрат.**

Эквивалентирование речного бассейна. Бассейн эквивалентируется графом (схемой) следующим образом (на примере р. Урал):



Эквивалентирование речного бассейна:

а — схема речной сети бассейна Сакмары; *б* — граф речной сети.

а) выделяется сеть основной реки и притоков с необходимой степенью детализации;

б) на сети фиксируются створы (узлы), с нумерацией $i=1, 2, \ldots, J$, в которых концентрируется сток (q_i), потребление — забор свежей воды $p_i=\text{const}$ и возврат очищенных использованных вод ($r_i=\text{const}$) соответствующего i-го элементарного бассейна [1]. Под последним подразумевается собственный водосбор участка реки между данным и вышележащими соседними створами. Таким образом, распределением q_i, p_i, и r_i по элементарному водосбору пренебрегаем [2]. Величины q_i, p_i и r_i контролируются средними расходами ($м^3/сек$) в единый наиболее напряженный месяц года;

---

[1] В рассматриваемой системе между водопотребителями и водопользователями формально нет никакой разницы, если четко определены места отборов и возврата.

[2] Лишь возвратные воды разделяются на поступающие выше и ниже i-го створа.

в) для каждого элементарного водосбора определяются стоковые характеристики: среднемноголетний $\bar{q}_i$ и минимальный q_i^e расходы, C_v и C_s годовых объемов стока и типовое сезонное распределение стока в расчетном году. Принимаются допущения — достаточная синхронность годовых объемов стока в гидрологических рядах и совпадение тактов сработки и наполнения водохранилищ в речном бассейне;

г) ресурс воды q_i в каждом элементарном бассейне может быть увеличен сверх естественного $q_i^e = \text{const}$ за счет регулирования стока. Оно может осуществляться водохранилищем как внутри этого бассейна, так и в других элементарных бассейнах, лежащих выше по течению[1]. Для каждого водохранилища устанавливаются зависимости: расчетных затрат $S_i(V_i)$ и годовых потерь на испарение и льдообразование $q_i(V_i)$ от объема V_i, а для соответствующих собственных (элементарных) частей речного водосбора, расположенных между створами смежных водохранилищ, — характеристики регулирования стока $q^i(W^i)$ *. Они представляют собой зависимости отдачи стоковых рядов соответствующих частных водосборов от «емкости регулирования» W^i, которая в последующем может быть размещена как в данном (i-ом), так и в любом другом нижерасположенном водохранилище в зависимости от их экономики и требований баланса. Для построения характеристик могут быть использованы номограммы Гуглия или Зубарева—Резниковского—Сванидзе [Л. 2, 6];

д) состав гидроузлов считается предварительно заданным;

е) переброска стока из соседних смежных бассейнов может быть включена в схему с соответствующим отсечением водосбора и рассмотрением его ресурсов и соответствующих характеристик затрат (по регулированию и переброске). Внутрибассейновые переброски (из одного притока в другой) должны быть заданы по предварительным расчетам. Тогда в месте забора воды необходимо «размещать» потребителя p, а в створе приема воды — увеличивать ресурс q, при этом $q = p - g$ (учет потерь).

Таким образом, любой бассейн можно представить в виде ориентированного графа (см. рисунок), узлами которого являются частные водосборы, а ориентированными дугами — соответствующие участки речной сети. Каждый узел характеризуется константами p_i, r_i, q_i^e и зависимостями $S_i(V_i)$, $g_i(V_i)$ и $q^i(W^i)$. Каждая дуга графа имеет ориентацию и значение Q_i' — минимальный попуск в нижерасположенный узел.

Математическая запись (модель). Для получения оптимального водохозяйственного баланса необходимо найти оптимальный состав водохозяйственных мероприятий, т. е. совокупность значений объемов водохранилищ V_i^*, при которых будет наименьшей сумма затрат по гидроузлам. Это равносильно определению минимума функции

$$\text{мин} \sum_{i=1}^{I} s_i(v_i) \tag{1}$$

при ограничениях

$$Q^i - G_i \geqslant P_i - R_i + Q_i'; \tag{2}$$

$$a_i \leqslant V_i \leqslant b_i; \quad i = 1, 2, \ldots, I, \tag{3}$$

где $$Q^i = \sum_{i' \in K_i} q^{i'}; \quad P_i = \sum_{i' \in K_i} p_{i'}; \quad R_i = \sum r_{i'}; \quad G = \sum_{i' \in K_i} g_{i'}$$

суть суммарные величины: зарегулированного стока, потребления и возврата воды, а также потерь на испарение с водохранилищ в бассейне,

[1] Створы можно выбирать так, чтобы в каждом элементарном бассейне было не больше одного гидроузла.

* Верхний индекс обозначает номер водосбора, сток которого регулируется.

замыкаемом i-ым створом. Здесь $\tilde{K}_i$ — совокупность вышерасположенных (командных) узлов, включая сам i-ый узел, i' — порядковый номер узла в этой совокупности [1].

Функции затрат $S_i(V_i)$ имеют скачок при $V_i=0$, что сильно затрудняет отыскание одновременно и состава, и емкостей водохранилищ. Поэтому рассмотрим задачу пока при заданном составе водохранилищ. Изучение функций затрат показало, что это — задача нелинейного программирования. Функция (1), минимум которой отыскивается — выпукла, область определения ее, заданная неравенствами (2), (3), также выпукла. Это свидетельствует о существовании единственного минимума.

АЛГОРИТМЫ РЕШЕНИЯ. 1. Использование множителей Лагранжа. Благодаря тому, что граф речной сети представляет собой односторонне ориентированное дерево (сеть с единственным стоком) решения всей задачи (1—3) можно достичь путем сведения ее к последовательному решению некоторых эквивалентных **частных** задач. Для этого введем понятие замыкающего створа (узла), который в процессе расчета будет перемещаться сверху вниз и отсекать соответствующую верхнюю часть дерева (бассейна). Каждый раз для отсеченной верхней части дерева будет составляться задача (1—3), но основное балансовое неравенство (2) будет записываться строго в форме равенства. Это откроет возможность применения метода неопределенных множителей Лагранжа λ.

Описание алгоритма. В каждом водохранилище выделяется столько **составляющих** $W_i^{i'}$ его емкости V_i, сколько элементарных водосборов (узлов) находится выше него $\tilde{K}_i$. Сток каждого i-го водосбора может регулироваться как в i-ом водохранилище, так и во всех нижерасположенных.

Для произвольного i-го узла балансовое неравенство (2) примет вид (в целях упрощения пока без учета потерь) [2]:

$$\sum_{i' \in \tilde{K}_i} q^{i'} \left(\sum_{i'' \in K_i^{i'}} W_{i''}^{i'} \right) \geqslant P_i - R_i + Q_i', \qquad (2_1)$$

а неравенство (3) следующий вид:

$$a_i \leqslant \sum_{i' \in \tilde{K}_i} W_i^{i'} \leqslant b_i. \qquad (3_1)$$

Аналогично изменится вид и минимизируемой функции

$$\text{мин} \sum_{i=1}^{I} s_i \left(\sum_{i' \in \tilde{K}_i} W_i^{i'} \right). \qquad (1_1)$$

Задача ($1\Delta_1$—$3\Delta_1$) эквивалентна задаче (1 — 3).

Описание алгоритма дадим на примере расчета емкостей каскада двух водохранилищ V_1 и V_2.

I этап: $(j)=1$. Рассматривается верхнее водохранилище ($i=1$). Имеем одну составляющую $W_1^1 = V_1$.

$$\text{мин } s_1(W_1^1) \text{ при } q^1(W_1^1) = C_1; \quad a_1 \leqslant W_1^1 \leqslant b_1.$$

Решение 1-го этапа тривиально: $W_1^{1(1)}$ и $q^{1(1)} = C_1$.

II этап: $(j)=2$. Рассматриваются и первое и второе водохранилища. Во втором выделяем две составляющие W_2^1 и W_2^2. $W_2^1 + W_2^2 = V_2$

$$\text{мин } [s_1(W_1^1) + s_2(W_2^1 + W_2^2)] \quad \text{при} \quad q^1(W_1^1 + W_2^1) + q^2(W_2^2) = C_2;$$

$$W_1^{1(1)} \leqslant W_1^1 \leqslant b_1; \qquad a_2 \leqslant W_2^1 + W_2^2 \leqslant b_2.$$

---

[1] Знак $\in$ означает, что суммирование ведется поочередно по всем узлам совокупности $\tilde{K}_i$.

[2] Здесь $K_i^{i'}$ — совокупность водохранилищ на пути из i' в i, i'' — текущий номер водохранилища этой совокупности, а $W_{i''}^{i'}$ — составляющая емкости этого водохранилища, регулирующая сток i'-ого водосбора.

Отбросив временно ограничения — неравенства типа (3), составим функцию Лагранжа

$$L = s_1(W_1^1) + s_2(W_2^1 + W_2^2) + \lambda\,[q^1(W_1^1 + W_2^1) + q^2(W_2^2) - C_2],$$

определим и приравняем ее частные производные нулю (по W_1^1, W_2^1, W_2^2 и по λ).

Учитывая, что: $\dfrac{\partial q^1(W_1^1 + W_2^1)}{\partial W_1^1} = \dot{q}^1(W_1^1 + W_2^1) = \dot{q}^1$; $\dfrac{\partial q^2(W_2^2)}{\partial W_2^2} = \dot{q}^2$;

$$\frac{\partial s_1(W_1^1)}{\partial W_1^1} = \dot{s}_1 \quad \text{и} \quad \frac{\partial s_2(W_2^1 + W_2^2)}{\partial W_2^1} = \dot{s}_2(W_2^1 + W_2^2) = \dot{s}_2,$$

а также принимая во внимание балансовое ограничение, получаем систему уравнений:

$$\left.\begin{aligned} \dot{s}_1 + \lambda\dot{q}^1 &= 0 \\ \dot{s}_2 + \lambda\dot{q}^1 &= 0 \\ \dot{s}_2 + \lambda\dot{q}^2 &= 0 \\ q^1 + q^2 &= C_2 \end{aligned}\right\}.$$

Ее решение $\dfrac{\dot{s}_1}{\dot{q}^1} = \dfrac{\dot{s}_2}{\dot{q}^1} = \dfrac{\dot{s}_2}{\dot{q}^2} = -\lambda$ (5)

при $q^1 + q^2 = C_2$ и соблюдении ограничений по диапазону имеет вполне ясный физический смысл: затраты на единицу приращения отдачи каждого водохранилища должны быть равны между собой.

Решение задачи можно разбить на два этапа. Сначала для разных значений C_2 отыскивается **минимальная суммарная емкость** регулирования $(W_1^1 + W_2^1 + W_2^2)^*$, затем эта емкость распределяется между водохранилищами V_1^* и V_2^* так, чтобы достигался **минимум суммарных расчетных затрат.**

Важно отметить, что на II этапе, если это будет оправдано экономически, баланс в узле 2 будет достигаться за счет емкости не только второго, но и первого водохранилища. Операции на последующих этапах аналогичны. Расчет заканчивается приходом в устьевой узел. Значение λ при этом определит оптимальные значения емкостей и отдач всех водохранилищ. Учет всех потерь исключает графическое решение задачи, но сохраняет возможность аналитического решения.

Этот алгоритм может быть эффективен при относительно небольшом числе водохранилищ (до 5—7). При большей размерности надо искать пути ее сокращения. Это достигается сочетанием предложенного алгоритма с динамическим программированием.

2. Динамическое программирование в сочетании с множителями Лагранжа. По этому алгоритму отыскание минимума функции (1) при соблюдении (2)—(3) производится путем сведения этой задачи к многократному решению эквивалентной задачи, но записанной для пары смежных водохранилищ с построением в итоге решения некоторых промежуточных подоптимальных зависимостей. Подоптимальны они в том смысле, что каждой величине суммарной отдачи каскада будет соответствовать оптимальное распределение регулирующих емкостей между данным $(i+1)$ водохранилищем и вышерасположенным (i) (условным водохранилищем, **эквивалентным** совокупности всех вышерасположенных водохранилищ, распределение регулирующих емкостей между которыми известно).

Продвигаясь по графу **сверху вниз** и решая эту задачу каждый раз для пары водохранилищ с помощью множителей Лагранжа (на весь диапазон возможной суммарной отдачи), мы подготавливаем с помощью промежуточных характеристик принятие окончательных решений, когда дойдем до нижнего, замыкающего створа. Зная суммарную потребность в воде в этом створе, мы получим требуемую суммарную емкость регу-

лирования, а используя сохраненные в ЭВМ промежуточные вспомогательные характеристики, — обратным ходом найдем искомое оптимальное размещение емкостей водохранилищ. Ниже описывается этот алгоритм.

Описание алгоритма. Рекуррентное соотношение для пары смежных водохранилищ i и $i+1$ имеет вид

$$S^*_{i+1}(V^*_{i+1}) = \text{мин}\,[s_{i+1}(W^i_{i+1} + W^{i+1}_{i+1}) + S^*_i(V^*_i)] \qquad (6)$$

$S^*_i(V^*_i)$ — условно-оптимальная функция затрат по условному водохранилищу, эквивалентирующему **верхнюю** часть каскада, которая была получена в результате расчета на предыдущем шаге. $S^*_{i+1}(V^*_{i+1})$ есть результат расчета на $i+1$ шаге: условно-оптимальная функция затрат по каскаду, замыкаемому нижним водохранилищем.

Отыскание минимума (6) должно производиться при соблюдении балансового уравнения в $i+1$ узле:

$$Q^{i*}(V^*_i + W^i_{i+1}) - G^*_i(V^*_i) + q^{i+1}(W^{i+1}_{i+1}) - g_{i+1}(W^i_{i+1} + W^{i+1}_{i+1}) = X_{i+1}. \qquad (7)$$

Здесь первый член дает величину стока со всей вышерасположенной части бассейна, зарегулированного емкостью V^*_i (при установленном на предыдущем шаге оптимальном распределении ее между верхними водохранилищами каскада) и составляющей W^i_{i+1} нижнего водохранилища. Третий член—сток с $i+1$ водосбора, регулируемый нижним водохранилищем (составляющей W^{i+1}_{i+1}). Второй член — расход потерь из водохранилищ вышерасположенной части при их суммарной емкости V^*_i, а последний член — потери в нижнем водохранилище.

В балансовое уравнение введен **текущий параметр** X_{i+1}, характеризующий зарегулированный ресурс. При вырьировании на него накладывается ограничение типа (2).

Задача (7) решается **по алгоритму, описанному выше** (но с учетом потерь). Задаваясь различными значениями X_{i+1} нетрудно сформировать искомую функцию $S^*_{i+1}(V^*_{i+1})$ и перейти к следующему шагу. При этом одновременно строится и хранится в памяти **функция перехода** $X^*_i(X_{i+1})$, которая каждому значению отдачи—нетто каскада в $(i+1)$-ом узле ставит в соответствие оптимальное значение отдачи—нетто в предыдущем узле.

Продвигаясь таким образом вниз по течению, мы получаем цепочку зависимостей типа $X^*_i(X_{i+1})$. На последнем I-ом шаге, т. е. в замыкающем створе речного бассейна, балансовое неравенство (2) (или 2_1) превращается в равенство. Цепочка функций перехода $X^*_i(X_{i+1})$ дает возможность обратным ходом для всех створов получить числовые значения параметров X^*_i, а по ним и объемов водохранилищ V^*_i, отвечающих минимуму затрат по речной водохозяйственной системе в целом.

В случае, когда в одном $(i+1)$ узле сходятся две или больше ветвей дерева, целесообразно в процессе расчета организовать фиктивный узел без водохранилища и собственного стока, командный по отношению к $(i+1)$-му.

Для определения характеристик этого фиктивного узла решается задача распределения суммарной отдачи между независимыми друг от друга вышележащими узлами по критерию минимума суммы расчетных затрат. Было показано, что решение такой задачи достигается при равенстве производных

$$\frac{dS^*_k}{dX_k} = \frac{dS^*_e}{dX_e} = \frac{dS^*_m}{dX_m} = \ldots$$

Мы решили задачу оптимального размещения емкостей в водохранилищах, состав которых задан. Варьируя составом гидроузлов и используя описанные приемы, можно оценивать каждый вариант схемы и выбирать окончательно наивыгоднейший из них.

К выбору оптимальных параметров водохранилищ с ГЭС[1]. Рассматриваемая модель речной водохозяйственной системы при незначительных дополнениях может учесть технико-экономические характеристики ГЭС при водохранилищах. Для последних важна не только полезная емкость, определяющая гарантированную отдачу, но и отметка НПГ, определяющая напор. И если раньше полезный объем водохранилища V_i однозначно определялся отметкой НПГ H_i, то теперь это — две независимых переменных.

---

[1] Предлагаемые решения даны без учета фактора времени (прим. ред.).

Критерием оптимальности параметров системы является минимум суммарных расчетных затрат по водохозяйственной и энергетической системам, т. е. затрат по гидроузлам без ГЭС $\sum_{i=1}^{I} s_{Bi}$ и затрат по ГЭС $(s_{Гi})$ и по некоторой условной ТЭС с учетом топлива $(S_Т)$ $\sum_{i=1}^{I} S_{Гi} + S_Т$. Таким образом необходимо найти минимум суммы затрат $[\sum_{i=1}^{I} (s_{Bi} + s_{Гi}) + S_Т]$.

Балансовые условия для водохозяйственной системы остаются прежними. В энергетической системе контролируется баланс энергии в расчетном маловодном году, который можно отразить балансом среднегодовых гарантированных мощностей ГЭС и ТЭС $\sum_{i=1}^{I} N_i + N_Т = C_Э$.

Предполагается, что существует общий для всех ГЭС коэффициент перехода от гарантированной мощности к установленной (например, при составлении схем использования). Оцениваются расчетные затраты по энергосистеме, которые будут складываться из затрат по ГЭС $s_{Гi}$ и ТЭС $S_Т$ (с ориентировочным учетом затрат по ЛЭП и топливу) [1].

При известных параметрах стока, поступающего в водохранилище, гарантированная мощность ГЭС N_i однозначно определяется параметрами H_i и V_i. Для любой комбинации параметров могут быть найдены оптимальные типоразмеры и число агрегатов, а следовательно, и оптимальные затраты по ГЭС.

Разделение затрат по гидроузлу на водохозяйственные и энергетические достаточно условно. Распространенные компоновки гидроузлов позволяют со значительно меньшими условностями делить затраты на две части: затраты по плотине и водохранилищу, зависящие в основном от отметки НПГ H_i, и затраты по ГЭС, зависящие и от отметки НПГ и от полезной емкости водохранилища (при заданном стоке). В таком смысле мы и будем употреблять функции s_{Bi} и $s_{Гi}$.

Для наших целей удобно полагать водопотребление сосредоточенным в нижнем бьефе гидроузла. Если в конкретной схеме водопотребитель должен забирать воду из водохранилища, мы можем считать его забирающим воду из нижнего бьефа, если учтем мощность насосной станции для подкачки воды на отметку реального водозабора и увеличим затраты по ГЭС на величину затрат по этой насосной станции.

Функция суммарных затрат по водохозяйственной и энергетической системам, минимум которой необходимо найти, запишется следующим образом:

$$\text{мин} \quad S = \text{мин} \left\{ \sum_{i=1}^{I} [s_{Bi}(H_i) + s_{Гi}(H_i x_i)] + S_Т (N_Т) \right\}, \tag{9}$$

где $$x_i = Q^i - G_i - P_{i-1} + R_{i-1}.$$

Балансовые условия:

а) водохозяйственная система

$$x_i \geqslant p_i; \tag{10}$$

б) энергетическая система

$$\sum_{i=1}^{I} N_i(H_i, x_i) + N_Т = C_Э. \tag{11}$$

Кроме того, имеют место ограничения по диапазону изменения переменных:

$$H_i^{\text{мин}} \leqslant H_i \leqslant H_i^{\text{макс}} \quad \text{и} \tag{12}$$

$$V_i^{\text{мин}} \leqslant V_i \leqslant V_i^{\text{макс}}. \tag{13}$$

---

[1] Среднемноголетняя выработка энергии каждой ГЭС считается не зависящей от емкостей других водохранилищ (изолированный подход), но линейно зависящей от ее установленной мощности.

Следует подчеркнуть важную особенность задачи в описанной выше постановке. Пусть задана отдача x_l водохранилища, регулирующего сток элементарного (или приведенного к элементарному) бассейна. Как бы мы не изменяли мертвый объем водохранилища, если полезный объем останется прежним, отдача не изменится. Значит можно найти наименьшее значение (9) при условии (11) для любого x_l и получить таким образом условно-оптимальные зависимости $H_l^*(x_l)$, $V_l^*(x_l)$, $s_l^*(x_l)$ и т. д. Мощность нижерасположенных ГЭС не зависит от мощности рассматриваемой ГЭС при заданной отдаче, ибо функция $S_\text{Т}(N_\text{Т})$ линейна. При отыскании минимума (9) по H_l при условии (11) используется алгоритм (IV-1).

Итак, при заданной отдаче x_l отметка НПГ H_l, мощность ГЭС N_l и затраты по гидроузлу s_l определяются однозначно. Это позволяет применить описанный выше (раздел IV-2) общий алгоритм поиска, основанный на динамическом программировании, с той только разницей, что на каждом шаге вначале находятся условно-оптимальные зависимости $H_i^*(x_l)$, $V_i^*(x_l)$, $N_i^*(x_l)$, $s_i^*(x_l)$, $N_\text{Т}^*(x_l)$, а затем уже ищется, как это было описано, функция перехода $x_{i-1}^*(x_l)$ (точнее $x_i^*(x_{l+1})$, где i — номер выше расположенного створа).

Рекуррентное соотношение запишется в виде

$$S_{i+1}^* = \text{мин}\,[s_{\text{в}(i+1)}(H_{i+1}) + s_{\text{г}(i+1)}(H_{i+1}, x_{i+1}) + S_\text{Т}(N_\text{Т}) + S_i^* - S_\text{Т}(N_\text{Т}^{i*})]. \quad (6^1)$$

Минимум (6¹) должен отыскиваться при соблюдении условий:

$$Q^{i*}(V_i^* + W_{i+1}^i) - G_i^*(V_i^*) + q^{i+1}(W_i^{i+1}) - g_{i+1}(W_{i+1}^i + W_i^{i+1}) = x_{i+1}; \quad (7^1)$$

$$\sum_{i' \in K_l} N_{i'}^*(H_{i'}, X_{i'}^*) + N_{l+1}(H_{l+1}, X_{l+1}) + N_\text{Т} = C_\text{Э}. \quad (11^1)$$

Еще одно отличие решения задачи с учетом ГЭС от решения чисто водохозяйственной задачи заключается в том, что на последнем шаге $x_l \neq$ const, т. е. отдача каскада по энергоэкономическим соображениям может быть принята большей, чем требует водохозяйственная система. На последнем шаге отыскивается зависимость $S_l^*(x_l)$ и находится ее минимум. Если значение x_l^*, отвечающее этому минимуму, $x_l^* \geqslant P_l - R_l + Q_l'$, то принимается $x_l = x_l^*$. Если же $x_l^* < P_l - R_l + Q_l'$, то принимается $x_l = P_l - R_l + Q_l'$. В последнем случае следует исключить те ГЭС, мощность которых находилась на нижнем ограничении, и решить задачу заново.

Обосновав предварительно мощности ГЭС каскада, можно, используя методы, предложенные в [Л. 8], найти уточненное оптимальное распределение установленных мощностей ГЭС. Затем можно уточнить характеристики $s_{\text{г}i}(H_i, X_i)$, повторить расчет по обоснованию оптимальных параметров водохранилищ с ГЭС, вновь вернуться к задаче по энергосистеме и т. д. до получения единого оптимума по водохозяйственной и энергетической системам. Вопрос о сходимости этого процесса, по-видимому, невозможно решить без контрольных расчетов на вычислительной машине.

VI. Использование математической модели. Модель может применяться при составлении схемы использования реки, схемы регулирования речного стока на заданное водопотребление, которое отвечает предварительно принятому плану размещения народного хозяйства в речном бассейне.

В настоящее время в СОПСе при Госплане СССР составляется универсальная программа для ЭВМ по описанным выше алгоритмам [1]. Учет экономических характеристик гидроузлов при выборе схемы регулирования стока в речном бассейне позволяет существенно повысить экономическую эффективность каскада в целом. Так, в подсчитанном авторами примере схема, оптимальная по критерию минимума суммарных расчетных затрат, оказалась на 10% дешевле схемы с минимальным суммарным регулирующим объемом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крицкий С. Н., Менкель М. Ф., Водохозяйственные расчеты, Гидрометеоиздат, 1952.
2. Водноэнергетические расчеты методом Монте-Карло, (под редакцией А. Ш. Резниковского), изд-во «Энергия», 1969.
3. Вдовица А. И., Калачев Н. С., Япрынцева Р. И., Практический прием расчета оптимальной оросительно-энергетической системы методом динамического программирования, сб. «Проблемы энергетики и водного хозяйства», вып. 5, Алма-Ата, 1967.
4. Крицкий С. Н., Менкель М. Ф., Расчет многолетнего регулирования стока на основании теории вероятности, Труды Высшего инженерно-строительного училища, Госстройиздат, 1932.
5. Плешков Я. Ф., Быстрый и точный расчет водохранилищ, «Гидротехническое строительство», № 6, 1936.
6. Гуглий И. В., К расчету многолетнего регулирования речного стока, сб. «Проблемы регулирования речного стока», вып. 8, изд-во «Энергия», 1959.
7. Хедли Дж., Уайтин Т., Анализ систем управления запасами, 1969.
8. Подольский Е. М., Флоров А. Е., Постановка и пути решения задачи обоснования мощности группы ГЭС на нелинейной модели развития энергосистемы, сб. «Выбор режима и параметров гидроузлов комплексного использования водных ресурсов», Труды ЭНИНа имени Г. М. Кржижановского, 1969.

УДК 627.81.003

Кандидат географических наук
Н. В. ПУЧКОВА

НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЧНОГО СТОКА

Еще в довоенные годы территориальное перераспределение стока вошло в практику водохозяйственного строительства как мероприятие, позволяющее решать задачи обеспечения народного хозяйства водой. Часть стока Волги была переброшена по каналу имени Москвы для водообеспечения Московского промышленного узла.

Неизбежность территориального перераспределения стока обусловлена возрастающим дефицитом воды в экономически развитых районах. Суммарный среднемноголетний сток рек СССР составляет 4380 $км^3$, из них 83% приходится на Сибирь и север европейской части Союза, где проживает всего 16% населения страны. В наиболее обжитой части страны, располагающей всего 17% среднемноголетнего стока, производится 75% промышленной продукции и сосредоточено 4/5 земель, пригодных к сельскохозяйственному использованию.

---

[1] В качестве части общего исследования, выполненного под руководством чл.-кор. АН СССР Н. В. Разина.

Анализ удельных водных ресурсов (годовой объем на одного человека) позволяет разделить территорию СССР на две зоны: зону с избыточными и зону с ограниченными водными ресурсами. Первая северная зона включает Северо-Западный, Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский и Дальневосточный экономические районы. Остальная часть страны, располагающая ограниченными водными ресурсами, может быть названа условно южной зоной.

В северной зоне удельные водные ресурсы составляют от 43,7 тыс. $м^3$ в год на одного человека (Северо-Западный экономический район) до 261,4 тыс. $м^3$ (Дальневосточный) при среднем показателе, равном 96,7 тыс. $м^3$, т. е. много больше среднего удельного водопотребления по стране. В южной зоне удельные водные ресурсы характеризуются показателями иного порядка: от 0,2 тыс. $м^3$ в год на одного человека (Молдавская ССР) до 18 тыс. $м^3$ (Киргизская ССР) при среднем показателе, равном 3,7 тыс. $м^3$.

Для южной зоны характерна не только ограниченность ресурсов речного стока, но и их крайне неравномерное распределение по территории. Маловодные районы и районы, практически лишенные речного стока, составляют около 20% площади. Маловодны междуречья Днестра и Днепра, Днепра и Дона, Дона и Кубани, Дона и Волги, Волги и Урала, ряд районов Средней Азии и Казахстана и др.

По мере развития промышленности и сельского хозяйства в зоне с ограниченными водными ресурсами, естественно, появляются новые районы с напряженным и дефицитным водохозяйственным балансом, что и приводит к необходимости новых мероприятий по территориальному перераспределению стока.

В настоящее время действуют водохозяйственные системы по переброске части стока Волги, Днепра, Дона, Кубани, Терека, Куры, Сырдарьи, Амударьи, Иртыша. Наиболее крупные каналы, из числа действующих, в настоящее время перераспределяют в общей сложности свыше 40 $км^3$ воды в год.

Дальнейшее развитие народного хозяйства СССР, по-видимому, потребует систематического наращивания темпов водохозяйственного строительства. Наряду с регулированием речного стока, интенсивным использованием подземных вод, опреснением соленых вод, все более важное значение в решении задач водообеспечения промышленных и сельскохозяйственных районов будет приобретать территориальное перераспределение стока.

Уже в обозримой перспективе может появиться необходимость подавать часть стока крупных рек не только для тех потребителей, развитие которых связано с большими потребностями в водных ресурсах, но и для водоемких отраслей народного хозяйства, которые, возможно, получат развитие в практически безводных районах. К последним, в частности, относится орошаемое земледелие. Рыбное хозяйство Каспийского, Азовского и Аральского морей, базирующееся на естественном воспроизводстве, может оказаться крупным потребителем водных ресурсов рек бассейнов северных морей.

Уже в настоящее время целый ряд объектов, которые будут перераспределять сток крупных рек по территории страны, считаются первоочередными. К ним следует отнести каналы: Днепр—Донбасс, Днепр—Ингул—Ингулец, Волга—Урал, Иртыш—Ишим—Тобол, вторую очередь Северно-Крымского канала, последующие очереди Каракумского канала и ряд других.

При сооружении намеченных объектов суммарный объем речного стока, перераспределяемого по территории южной зоны крупными водохозяйственными системами, превысит 100 $км^3$ в год, т. е. возрастет в 2,5 раза.

Составленные водохозяйственные балансы показали, что забор воды из Волги, Днепра и других крупных рек южной зоны уже в обозримой перспективе должен привести к дефициту водных ресурсов в их бассейнах. Ожидаемый здесь рост потребностей в воде на перспективу свидетельствует о необходимости привлечения водных ресурсов из северной зоны страны.

По некоторым расчетам уже в обозримой перспективе безвозвратное водопотребление может на 100 *км*³ превысить суммарный сток южной зоны в год 75-процентной обеспеченности. Для покрытия столь значительного дефицита воды за счет только рек южной зоны пришлось бы полностью перераспределить сток этой зоны при высокой степени многолетнего регулирования. Однако выполнение такого комплекса мероприятий по регулированию и перераспределению стока рек экономически не может быть оправдано.

Данные по водопотреблению в южной зоне на обозримую перспективу не учитывают тех объемов речного стока (не менее 60 *км*³), которые нужны для поддержания в бассейнах Каспийского и Азовского морей режима (водного, солевого, гидробиологического), необходимого для рыбного хозяйства.

Трассы и сроки переброски стока северных и сибирских рек в южную зону предопределяются следующими важнейшими водохозяйственными проблемами: Волжско-Каспийской, Азовской, Днепровской и Среднеазиатской.

Волжско-Каспийская проблема связана с необходимостью обеспечить водными ресурсами развивающееся промышленное и сельскохозяйственное производства в бассейне Волги и тяготеющих к нему районах (главным образом, орошаемого земледелия), а также с дальнейшим развитием водного транспорта и гидроэнергетики при одновременном восстановлении и развитии рыбопродуктивности Каспийского моря.

Развитие орошаемого земледелия (возможно до 1,4—1,8 млн. *га*), наряду с ростом промышленного и коммунального водопотребления, вызовет значительный рост безвозвратного водопотребления, преимущественно в летне-осенний период. Для обеспечения необходимого водозабора потребуется изменить режим работы волжских водохранилищ (форсированно использовать их водные запасы в период июня—ноября) и сократить навигационные попуски ниже Волгоградского гидроузла.

Сокращение запасов воды в водохранилищах приведет к систематическому падению зимней мощности ГЭС, а более глубокая сработка их— к снижению глубин, т. е. без привлечения стока северных рек Волжский каскад будет утрачивать роль важной энергетической базы, а Волга и Кама потеряют значение глубоководного пути сообщения.

Различные схемы перераспределения речного стока предусматривают переброску в бассейн Каспия части стока из бассейна Печоры, Сев. Двины, Онеги и других рек. Наиболее детально изученной является переброска в Волгу части стока Печоры в объеме 31,3 *км*³ и части стока Вычегды в объеме 5,2 *км*³. Удельные капиталовложения по различным схемам переброски оцениваются от 20 до 70 млн. руб. на 1 *км*³ перебрасываемой воды.

Азовская проблема связана с задачей восстановления рыбопродуктивности Азовского моря и водообеспечением орошаемого земледелия в его бассейне.

Проработки по схеме комплексного использования и охраны водных ресурсов этого бассейна показывают, что при шлюзовании Нижнего Дона, за счет прекращения судоходных попусков, можно высвободить объемы воды, необходимые для затопления естественных нерестилищ ценных полупроходных рыб и мелиорации земель в бассейнах Дона и Кубани. Для поддержания необходимой солености азовских вод требуется строительство в Керченском проливе специального гидроузла. Однако

шлюзование Нижнего Дона и строительство Керченского гидроузла не снимают вопрос о переброске в бассейн Азовского моря водных ресурсов из других бассейнов для частичной компенсации безвозвратных отъемов стока Дона и Кубани.

В бассейне Азовского моря в близкой перспективе предполагается оросить около 1,0 млн. *га* земель, что потребует дополнительно безвозвратных отъемов воды из Дона и Кубани в объеме до 9—9,5 *км*³ в год. Переброска стока может быть осуществлена из бассейнов Днепра и Волги.

Таким образом, решение Волжско-Каспийской и Азовской проблем связывается с решением единой задачи по переброске в бассейн Волги значительных объемов стока северных рек.

Днепровская проблема обусловлена необходимостью перспективного водообеспечения развивающегося народного хозяйства на обширной территории юга Украины и Молдавии. Уже в настоящее время к Днепру, как основному водоисточнику, тяготеют маловодные районы бассейнов рек Ингула и Ингульца, левобережное Приднепровье, бассейн Северского Донца и почти вся территория Крыма. К этим районам примыкает южная часть Молдавской ССР, источником водообеспечения которой является Днестр.

При развитии орошаемого земледелия (до 3,0—3,3 млн. *га* против современных 400 тыс. *га*) и других отраслей народного хозяйства безвозвратное водопотребление здесь возрастет в 3,5 раза.

Изучение водохозяйственных балансов бассейнов Днепра и Днестра и тяготеющих к ним районов показывает, что в обозримой перспективе водные ресурсы в этой части южной зоны будут исчерпаны. При этом в результате изъятия воды из Днепра будет систематически снижаться энергоотдача Днепровских ГЭС и ухудшаться качество воды Днепра и Днестра.

Подача воды в южные районы Молдавии и Украины возможна из бассейна оз. Ильмень и Дуная.

Проблема Средней Азии. В Средней Азии, в бассейнах рек Амударьи и Сырдарьи, в настоящее время орошается около 4,5 млн. *га* земель.

При экономически целесообразном регулировании стока указанных рек площади орошения могут быть доведены до 7,5—8,0 млн. *га*. Земельный фонд Средней Азии, Центрального и Западного Казахстана позволяет развить орошение на площадях до 50—60 млн. *га*.

Следовательно, дальнейшее развитие мелиорации в Средней Азии и Казахстане возможно с привлечением водных ресурсов из других речных бассейнов. При этом должны быть учтены интересы Аральского народнохозяйственного комплекса (рыбного хозяйства, водного транспорта, ондатроводства и др.).

Источниками, располагающими огромными водными ресурсами, являются бассейны Оби и Енисея. Имеются предложения перебросить из Оби в Казахстан и Среднюю Азию 30—50 *км*³ воды со значительным увеличением в отдаленной перспективе.

Переброска стока сибирских рек сопряжена с необходимостью поднимать перебрасываемую воду на большую высоту и, следовательно, может быть экономически обоснована лишь при наличии дешевой энергии.

Проблема переброски стока сибирских рек включает:

народнохозяйственное и экономическое обоснование реальных масштабов освоения земельных ресурсов Средней Азии и Казахстана, объемов и очередности переброски стока сибирских рек с учетом экономики роста орошаемого земледелия и технического прогресса;

разработку инженерных решений переброски стока Оби и Енисея с учетом интересов водопотребителей, тяготеющих непосредственно к этим водоисточникам.

Выводы

Территориальное перераспределение речного стока затрагивает широкий круг исследований, каждое из которых является самостоятельной проблемой.

Решение этих проблем потребует глубоких проектных и исследовательских проработок по прогнозу развития народного хозяйства, научному анализу и обоснованию перспективных требований народного хозяйства к водопотреблению и водопользованию, оценке располагаемых водных ресурсов и выявлению масштабов возможных отъемов стока. Потребуется учет изменения природных условий при крупных межбассейновых перебросках стока, изучение новых методов в строительстве водохозяйственных объектов, связанных с территориальным перераспределением речного стока в крупных масштабах и др.

УДК 621.22.003

Инженер Ф. Я. УКРАИНСКИЙ

К ВОПРОСУ О НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОМ ОБОСНОВАНИИ КРУПНЫХ ПЕРЕБРОСОК СТОКА[1]

Проблема переброски стока северных рек в бассейны Каспийского и Азовского морей и стока сибирских рек в бассейн Арала имеет давнюю историю. Начиная со второй половины прошлого столетия, десятки авторов, а в последние сорок лет и крупные проектные организации выступали с многочисленными схемами перебросок.

Однако эти проекты имеют серьезный недостаток — отсутствие полноценного народнохозяйственного обоснования самой потребности в переброске. Техническая возможность реализации этих грандиозных мероприятий—отнюдь не достаточная предпосылка их осуществления. Обосновать их — значит доказать реальную народнохозяйственную потребность в подаче в тот или иной район определенных объемов стока в более или менее определенные сроки.

Только при этом условии может быть выбрано оптимальное для каждого периода техническое решение и обеспечена экономическая эффективность реализуемого варианта переброски. Такое обоснование должно базироваться на всестороннем анализе современного состояния и перспектив развития наиболее водоемких отраслей народного хозяйства того района, в который намечается перебрасывать сток.

В подавляющем большинстве случаев анализ не может быть ограничен лишь данным районом. Если продукция, аналогичная производимой в этом районе, в достаточно больших количествах производится или должна производиться и в других районах, то необходимо проанализировать перспективы развития соответствующей отрасли народного хозяйства в масштабах всей страны и составить баланс ресурсов данной продукции и потребности в ней. Поскольку такой баланс должен рассчитываться на обеспечение в общегосударственном масштабе минимума затрат на производство продукции данного вида, в нем должен учитываться и водный фактор. В результате, при прочих равных условиях, предпочтение в отношении производства данного вида продукции было бы отдано районам, лучше обеспеченным собственными водными ре-

[1] Статья публикуется в порядке обсуждения.

сурсами. Этим методом следовало бы рассчитывать, например, производство орошаемой пшеницы.

Положение осложняется, если у производимой в данном районе продукции водоемкой отрасли имеется конкурентоспособный заменитель, производимый другой отраслью. Анализ должен быть распространен и на эту отрасль, даже если в рассматриваемом районе она отсутствует или развита слабо и не принадлежит к числу водоемких. Составной частью такого анализа должен быть двухотраслевой баланс производства и потребления конкурирующих видов продукции, в котором в числе прочих также должен учитываться водный фактор.

При сопоставлении производства анализируемой водоемкой продукции и заменяющей ее неводоемкой в масштабе всего народного хозяйства такой баланс позволил бы определить оптимальные народнохозяйственные пропорции производства продукции обоих видов. Примером такого анализа может служить анализ производства хлопка и химического волокна или риса и пшеницы, а в известной мере также пшеницы на поливе и на богаре. Наконец, может иметь место случай косвенной конкуренции двух видов продукции, не являющихся взаимозаменимыми, но в равной мере нуждающихся в воде. В качестве таких конкурентов в южных районах страны могут выступать, в частности, хлопок и рис или хлопок и пшеница.

В случае сопоставления производства в каком-либо районе хлопка и риса в балансе наряду с их производством в масштабах всей страны должно было бы учитываться также производство химического волокна и пшеницы. В результате предпочтение в отношении производства в данном районе было бы отдано той продукции, которую с учетом всей суммы факторов производить в данном районе целесообразнее и которая не может быть должным образом заменена менее водоемкой продукцией.

Составление подобных балансов — задача чрезвычайно трудная, требующая учета множества взаимосвязанных факторов и выполнения сложных расчетов с применением совершенных ЭВМ, поэтому выполнять ее должны были бы общегосударственные плановые органы. В настоящее время такая работа не ведется, в силу чего при определении потребности в воде на перспективу и обосновании крупных водохозяйственных мероприятий проектировщики вынуждены довольствоваться приближенными расчетами.

Эти расчеты основываются на учете ограниченного числа факторов и экстраполяции на перспективу условий и тенденций производства и потребления, характерных для периода, предшествующего разработке проекта. Изменения, которые вносит в различные отрасли промышленного и сельскохозяйственного производства научно-техническая революция, учитываются слабо, а иногда не учитываются вообще. В результате потребность отдельных водопотребителей и районов в воде на перспективу сплошь и рядом завышается, по ряду бассейнов «выявляются» дефициты водных ресурсов, что вынуждает ставить вопрос о необходимости их пополнения за счет внешних источников в близкой перспективе.

Как же обстоит дело с такого рода расчетами по бассейнам Каспийского и Азовского морей и бассейну Аральского моря? Крупнейшим водопотребителем здесь в обозримой перспективе является орошаемое земледелие, в силу чего расчеты водопотребления по этим бассейнам на ближайшие 15—30 лет базируются в основном на проработках, выполненных проектными организациями союзного и республиканских министерств мелиорации и водного хозяйства.

Согласно этим расчетам, в обозримой перспективе в год 75-процентной обеспеченности безвозвратное водопотребление орошаемого земледелия в бассейнах крупнейших рек составит: в бассейне Волги — до 35% суммарного безвозвратного водопотребления всего народного хозяйства бассейна, Дона — 50%, Кубани, Терека и Сулака — 62—66%. Во всех

этих бассейнах основной поливной культурой должна стать пшеница, на долю которой в бассейне Волги придется до 45% суммарного безвозвратного водопотребления орошаемого земледелия, а в бассейнах Дона, Кубани, Терека и Сулака — 55—60%.

В обозримой перспективе суммарное безвозвратное водопотребление по пшенице достигнет 16—17 *км*³ в год, что делает ее крупнейшим водопотребителем в бассейне Азовского моря и в той части бассейна Каспия, на которую может распространиться влияние переброски стока северных рек. Весьма крупным водопотребителем в этих районах станет также рис.

В бассейне Аральского моря основной поливной культурой является хлопчатник, на долю которого в настоящее время приходится около 65% суммарного безвозвратного водопотребления народного хозяйства (на долю хлопкового комплекса в целом до 75%). На ближайшие десятилетия в ряде проектов предусматривается практически неограниченный рост производства хлопка (до 12—14 млн. *т* сырца), который, даже при увеличении промышленного и коммунального водоснабжения и значительном росте производства других орошаемых культур, по-прежнему останется здесь превалирующим водопотребителем. В силу этого исчисленная на перспективу потребность в пополнении водных ресурсов Средней Азии и юго-западного Казахстана за счет стока сибирских рек практически целиком определяется развитием хлопководства.

Для Поволжья, которое предполагается превратить в крупнейший в стране район производства орошаемых зерновых, на перспективу средняя урожайность пшеницы достигнет 25—30 *ц/га*. Для бассейна Аральского моря предусмотрен незначительный рост средней урожайности хлопка-сырца с 25,6 *ц/га* в настоящее время до 27,0 *ц/га*.

Анализируя эти показатели в свете тенденций, проявившихся в последнее время в развитии орошаемого земледелия ряда стран, в том числе и СССР, можно прийти к выводу, что ирригаторы недостаточно учитывают характерную для развертывающейся научно-технической революции интенсификацию производства. При определении же будущих потребностей в хлопке недооценивается появление и широкое внедрение во все области потребления новых материалов, успешно конкурирующих с традиционными.

Интенсификация сельскохозяйственного производства сильнее всего сказалась в выведении и широком внедрении в сельскохозяйственную практику новых высокоурожайных сортов зерновых, прежде всего пшеницы и риса. Так, в Мексике повсеместное применение на орошаемых землях новых короткостебельных сортов пшеницы позволило за 12—14 лет втрое увеличить среднюю урожайность этой культуры, доведя ее до 28—30 *ц/га*, хотя потребление удобрений под эти сорта в 1,5—2 раза ниже рекомендуемых норм. На ряде крупных массивов, где удобрения вносились согласно нормам, урожайность достигает 95 *ц/га*. Широкое применение аналогичные сорта находят в Индии и Пакистане.

Огромные успехи в этой области достигнуты также в СССР. Уже в 1969—1970 гг. новые сорта пшеницы дали на Кубани высокие урожаи. В 1971 г. сорта «Аврора» и «Кавказ» позволили получить на 140 тыс. *га* кубанских земель урожайность более 60 *ц/га*. На землях Кисловской оросительной системы (Волгоградская область) средняя урожайность пшеницы в 1971 г. составила 41,5 *ц/га*, причем сорта «Аврора» и «Кавказ» дали по 60—62 *ц/га*. В 1972 г. этими сортами на Кубани и в Поволжье засеяно около 800 тыс. *га*, и в дальнейшем площади под ними будут непрерывно расти.

Все это позволяет утверждать, что принятая для Поволжья на перспективу средняя урожайность пшеницы 27 *ц/га* занижена. Если предположить, что к 1985 г. она будет доведена хотя бы до 35 *ц/га*, то при тех же площадях, оросительных нормах и к.п.д. оросительных систем это по-

зволит сократить безвозвратное водопотребление на ее орошение по меньшей мере на 3 $км^3$ в год.

Аналогичные расчеты по рису показывают, что при внедрении сортов, обеспечивающих повышение средней урожайности на 5—10 *ц/га*, в бассейнах Каспия и Азова и на этой культуре может быть сэкономлено до 1,5 $км^3$ воды. Все это позволяет несколько по-другому оценивать сроки осуществления переброски стока северных рек.

Серьезные коррективы необходимы в программах развития орошаемого земледелия Средней Азии. Здесь принята на перспективу низкая урожайность хлопчатника. Известно, что в районах орошаемого хлопководства США, Австралии и некоторых других стран на протяжении ряда лет получают стабильные урожаи хлопка-сырца в 34—36 *ц/га*. В Аральском бассейне в среднем по водности 1970 г. и очень маловодном 1971 г. средняя урожайность хлопка достигла 26 *ц/га*, т. е. превысила предусмотренный проектами перспективный уровень. При этом в Хорезме два года подряд со всех 100 тыс. *га* занятых хлопчатником земель получено в среднем более 39 *ц/га*.

На урожаях двух последних лет несомненно сказалось влияние устройства дренажной сети, введения хлопково-люцерновых севооборотов и внедрения вилтоустойчивых сортов хлопчатника. Доведение средней урожайности хлопка до 30 *ц/га* позволит, при прочих равных условиях, сократить безвозвратное водопотребление в бассейне Арала по меньшей мере на 5 $км^3$ в год.

В проектных предположениях не принята во внимание также возможность выведения новых сортов хлопчатника с более высоким выходом волокна из сырца. В настоящее время он составляет около 0,34, тогда как в США он превысил 0,40. Повышение выхода волокна позволило бы значительно сократить необходимые объемы производства сырца в Средней Азии, а следовательно, занятую хлопчатником площадь и водопотребление на его орошение (на 6 $км^3$ в год).

Кроме того, в расчетах обычно исходят из неограниченной потребности в хлопке на перспективу без учета резко увеличившегося во всем мире потребления химических волокон, которое оказывает сдерживающее влияние на потребление и производство хлопка. О возрастающем значении химических волокон в мировом балансе основных видов текстильного волокна свидетельствует тот факт, что с 1960 по 1970 гг. их доля в суммарном потреблении выросла с 21 до 38%, тогда как доля натуральных волокон снизилась с 79 до 62%, в том числе хлопка с 66 до 51%. США, являющиеся крупнейшим производителем хлопка, с 1966 г. сократили производство хлопка-волокна почти на одну треть в сравнении с первым послевоенным периодом при росте населения страны за послевоенные годы более чем на 25%. В итоге производство хлопка-волокна на душу населения снизилось почти вдвое, тогда как душевое производство химического волокна выросло с 4,1 *кг* в 1950 г. до 11 *кг* в 1970 г. Эта тенденция, прогнозируемая в США и на последующие десятилетия, обусловлена как стоимостными, так и эксплуатационными факторами, приведшими к вытеснению хлопка химическими волокнами в технике (в настоящее время на технические цели идет всего 6—8% хлопка-волокна) и значительному сокращению его роли в быту.

В отношении возможностей производства хлопка и химических волокон наша страна не уступает США. По душевому производству хлопка-волокна СССР уже приблизился к США: в среднем за 1966—1970 гг. оно составило 8,8 *кг*, причем в рекордном по сбору хлопка 1970 г. достигло 9,5 *кг*. Что касается химического волокна, то в 1970 г. его душевое производство в СССР составило всего 2,6 *кг*, в силу чего огромное количество хлопка-волокна — до 40% всего его производства — расходуется на технические цели.

Директивы XXIV съезда КПСС и недавно принятое ЦК КПСС и Советом Министров СССР постановление «О мерах по развитию промышленности химических волокон и сырья для них в 1971—1975 гг.» открывают новую страницу в развитии этой отрасли в нашей стране. Темпы роста производства химических волокон возрастают более чем вдвое и почти в пятнадцать раз превышают темпы роста производства хлопка. Это приведет к резкому изменению соотношения между хлопком и химическим волокном, позволит заменить хлопок синтетикой в ряде областей техники и тем самым значительно увеличить экспорт хлопка и выпуск хлопчатобумажных и смешанных тканей для населения.

Постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР предусматривает начать в девятой пятилетке строительство ряда новых мощностей по производству химического волокна, которые должны вступить в строй в следующей пятилетке. В результате тенденция к увеличению доли химических волокон в общем балансе текстильного сырья в СССР будет непрерывно усиливаться, что неизбежно должно привести к установлению оптимальных пропорций между химическими и натуральными волокнами.

Согласно прогнозам некоторых советских специалистов, базирующимся на прогнозах ФАО [1], после 1980 г. прирост производства текстильного сырья в СССР будет осуществляться почти исключительно за счет химических волокон. Душевое производство хлопка в стране установится на уровне примерно 10 *кг*. Предусмотренное ирригационными предположениями на обозримую перспективу производство хлопка — 12—14 *кг* на душу населения и водопотребление на орошение в бассейне Аральского моря, по-видимому, завышены.

Расчеты, выполненные в Гидропроекте, показали, что при стабилизации душевого производства хлопка-волокна в СССР, некотором повышении урожайности хлопка-сырца сравнительно с заложенным в проектах, увеличении коэффициента выхода волокна из сырца с нынешних 0,34 до 0,40 в перспективе и повышении к.п.д. оросительных систем с современных 0,5 соответственно до 0,8, безвозвратное водопотребление на орошение хлопчатника в бассейне Аральского моря не только не увеличится в сравнении с современным, но может быть сокращено.

В этом случае даже при значительном увеличении водопотребления других орошаемых культур, росте промышленного и коммунального водоснабжения и появлении новых крупных водопотребителей (в частности, прудово-озерного рыбоводства, способного компенсировать потерю Аральским морем рыбохозяйственного значения) потребность в переброске в Среднюю Азию стока сибирских рек возникнет не ранее 2000 г.

Однако поскольку при любом варианте водозабора трасса перебросного канала должна пройти через «пшеничный пояс» Северного Казахстана, страдающий от недостатка влаги, необходимость в осуществлении первого этапа переброски — до Тургайского водораздела — может возникнуть раньше.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов, изд-во «Энергия», 1970.

2. Васильева Е. В., Штильман П. М., О новых сортах высокоурожайной короткостебельной пшеницы, НИКИ МВТ СССР, Бюллетень иностранной коммерческой информации, (приложение 6), 1971.

3. Кричевский И. Е., Долгосрочный прогноз развития производства волокон в СССР, «Текстильная промышленность», № 10, 1969.

4. Украинский Ф. Я., Возможные пути развития орошаемого земледелия Средней Азии и будущее Аральского моря, Известия АН СССР, Сер. географическая, вып. 1, 1972.

5. Федоренко Н. П., Экономика промышленности синтетических материалов, изд-во «Экономика», 1967.

[1] Организация ООН по вопросам продовольствия и сельского хозяйства.

УДК 626.824.004

Инженер М. П. ФЕДОРОВ

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ОПТИМИЗАЦИИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВОДЫ В ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОМ КОМПЛЕКСЕ

Оптимизация основных параметров гидроузлов в условиях комплексного использования водных ресурсов существенно зависит от распределения воды и определения расчетной обеспеченности водоотдачи участников водохозяйственного комплекса (ВХК). Неравномерное территориальное распределение водных ресурсов и ограниченность их в отдельных районах приводят к необходимости оптимального распределения воды между различными водопотребителями и водопользователями.

Рассматривая проектную задачу распределения воды, когда основные параметры гидроэлектростанции корректируются в процессе решения, в качестве расчетной характеристики речного стока принимают расчетную водоотдачу i-му участнику ВХК

$$\sum_{i=1}^{n} W_i = W, \tag{1}$$

где W_i — расчетная водоотдача i-му участнику;

W — располагаемые водные ресурсы.

В зависимости от искомого параметра и вида регулирования расчетная водоотдача определяется годичным, сезонным, месячным или суточным стоком реки с соответствующей расчетной обеспеченностью.

При межотраслевом распределении воды должен выполняться материальный баланс между имеющимися на расчетном уровне водными ресурсами и их потребностями со стороны различных отраслей народного хозяйства. Рассматривая некоторый план развития отрасли, использующей водные ресурсы, можно определить потребности в воде со стороны участников ВХК. Допустим, что полное удовлетворение потребностей в воде i-го участника ВХК обеспечивается водоотдачей в размере W_i'. Если располагаемых водных ресурсов недостаточно для полного удовлетворения потребностей участников ВХК, т. е.

$$\sum_{i=1}^{n} W_i' > W, \tag{2}$$

то возникает задача оптимального распределения воды между этими участниками.

Нарушение водохозяйственного баланса ВХК приводит к появлению дефицитов, которые должны компенсироваться дополняющими мероприятиями [Л. 1]. Дефициты могут проявляться в виде нехватки чистой воды или продукции производства, связанного с использованием воды. Покрытие дефицита водных ресурсов осуществляется за счет улучшения условий регулирования, переброски воды, расширения производства на существующих или строительства новых предприятий. Выбор дополняющего мероприятия должен производиться на основе рассмотрения водохозяйственного баланса отрасли в оптимальном плане ее развития. Дополняющее мероприятие должно быть достаточно емким, чтобы компенсировать на расчетном уровне колебания дефицита воды или продукции ВХК.

Затраты, связанные с компенсацией дефицита воды, могут быть определены на основании замыкающих оценок. В настоящее время имеются такие оценки для электроэнергии, топлива, отдельных видов сельскохозяйственной продукции, рыбы и т. п. Ведутся работы по определению замыкающих оценок на воду [Л. 2]. Применение замыкающих оценок на воду и продукцию позволяет перейти к объективной оценке водохозяйственного баланса. Использование замыкающих оценок при межотрасле-

вом распределении водных ресурсов должно базироваться на общности методических основ их определения в различных отраслях народного хозяйства.

Критерием оптимальности распределения воды в пределах расчетной обеспеченности можно считать минимум приведенных расчетных затрат по водохозяйственному комплексу и дополняющим мероприятиям [Л. 1].

$$З = \sum_{i=1}^{n} [з_i W_i + з_i' (W_i' - W_i)] \to \text{мин}, \tag{3}$$

где $з_i$ — удельные расчетные затраты ВХК, связанные с обеспечением водоотдачи W_i;

$з_i'$ — удельные замыкающие расчетные затраты (оценки) по компенсации дефицита воды $W_i' - W_i$.

Условие оптимальности (3) можно переписать как

$$З = \sum_{i=1}^{n} [-(з_i' - з_i) W_i + з_i' W_i'] \to \text{мин}. \tag{4}$$

Изменяя знак целевой функции (4) на противоположный, получим

$$-З = \sum_{i=1}^{n} [(з_i' - з_i) W_i - з_i' W_i'] \to \text{макс}. \tag{5}$$

Принимая во внимание, что замыкающий вариант должен быть достаточно емким, можно считать $з_i' = \text{const}$. Тогда произведение $з_i' W_i'$ представляет собой постоянную величину u, не влияющую на результат распределения воды W_i. Пренебрегая этой составляющей суммарных расчетных затрат, получим

$$Э = \sum_{i=1}^{n} (з_i' - з_i) W_i \to \text{макс}. \tag{6}$$

Расчетные затраты $з_i$, связанные с обеспечением водоотдачи W_i, можно назвать «расчетной» стоимостью единицы выделяемой воды. Тогда критерием оптимальности распределения воды будет максимум эффекта Э от сравнения «расчетной» стоимости с замыкающими затратами на воду.

Если дефицит воды в ВХК не может быть покрыт за счет использования дополнительных водных ресурсов, то эффект от использования воды определяется сравнением «расчетной» стоимости производства продукции ВХК с замыкающей оценкой на этот вид продукции в отрасли. Для этого необходимо установить функциональную связь между объемом производства продукции $П_i$ и количеством воды W_i, используемой для этих целей [Л. 3],

$$П_i = f(W_i). \tag{7}$$

Использование критерия оптимальности (6) в задаче распределения воды обусловливает выполнение основного условия сопоставления вариантов — производство продукции одинакового количества и качества. Однако этот критерий является критерием целесообразности при выполнении соответствующих ограничений и условий: соблюдения законов об охране воды и природы, выполнения водного баланса, ограничений размера водоотдачи отдельным водопользователям или водопотребителям

$$W_i'' \leqslant W_i \leqslant W_i', \tag{8}$$

где W_i^* — минимальная водоотдача, определяемая допустимыми размерами водопотребления или водопользования для обеспечения санитарных попусков, поддержания качества воды, обеспечения минимальных поливных норм и др.

Существенными являются возможные ограничения территориального перераспределения воды. Количественное распределение воды отражает и ее территориальное перераспределение. Рассматривая различные варианты распределения воды, следует принимать во внимание сложившиеся местные условия жизни населения и производства. Так, отбор чрезмерно больших объемов воды из верхних водохранилищ каскада на нужды орошения или промышленного водоснабжения может существенно повлиять на уклад жизни населения вдоль нижнего течения водотока. Особое значение этот фактор имеет при переброске больших объемов стока.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фельдман М. П., Великанов А. Л., Кудинов А. Г., Оптимальное распределение водных ресурсов между водопользователями и водопотребителями, «Гидротехническое строительство», 1969, № 4.

2. Разин Н. В., Подольский Е. М., Методика экономической оценки водного фактора в размещении производительных сил, архив СОПСа, 1971.

3. Коваленко Б. Г., Ирригационно-энергетическое использование рек, КиргизНИИВХ, Фрунзе, 1965.

4. Горулева Л. Г., Дополняющие и замыкающие объекты при определении оптимального распределения водных ресурсов, Материалы к Всесоюзному семинару «Оптимальное распределение водных ресурсов и определение расчетной обеспеченности водоотдачи участникам водохозяйственного комплекса», ЭНИН, 1969.

5. Мечитов И. И., Гершкович М. И., Оптимизация распределения водных ресурсов, Материалы к Всесоюзному семинару «Оптимальное распределение водных ресурсов и определение расчетной обеспеченности водоотдачи участникам водохозяйственного комплекса», ЭНИН, 1969.

6. Щавелев Д. С., К вопросу оптимизации использования водных ресурсов, Материалы к Всесоюзному семинару «Оптимальное распределение водных ресурсов и определение расчетной обеспеченности водоотдачи участникам водохозяйственного комплекса», ЭНИН, 1969.

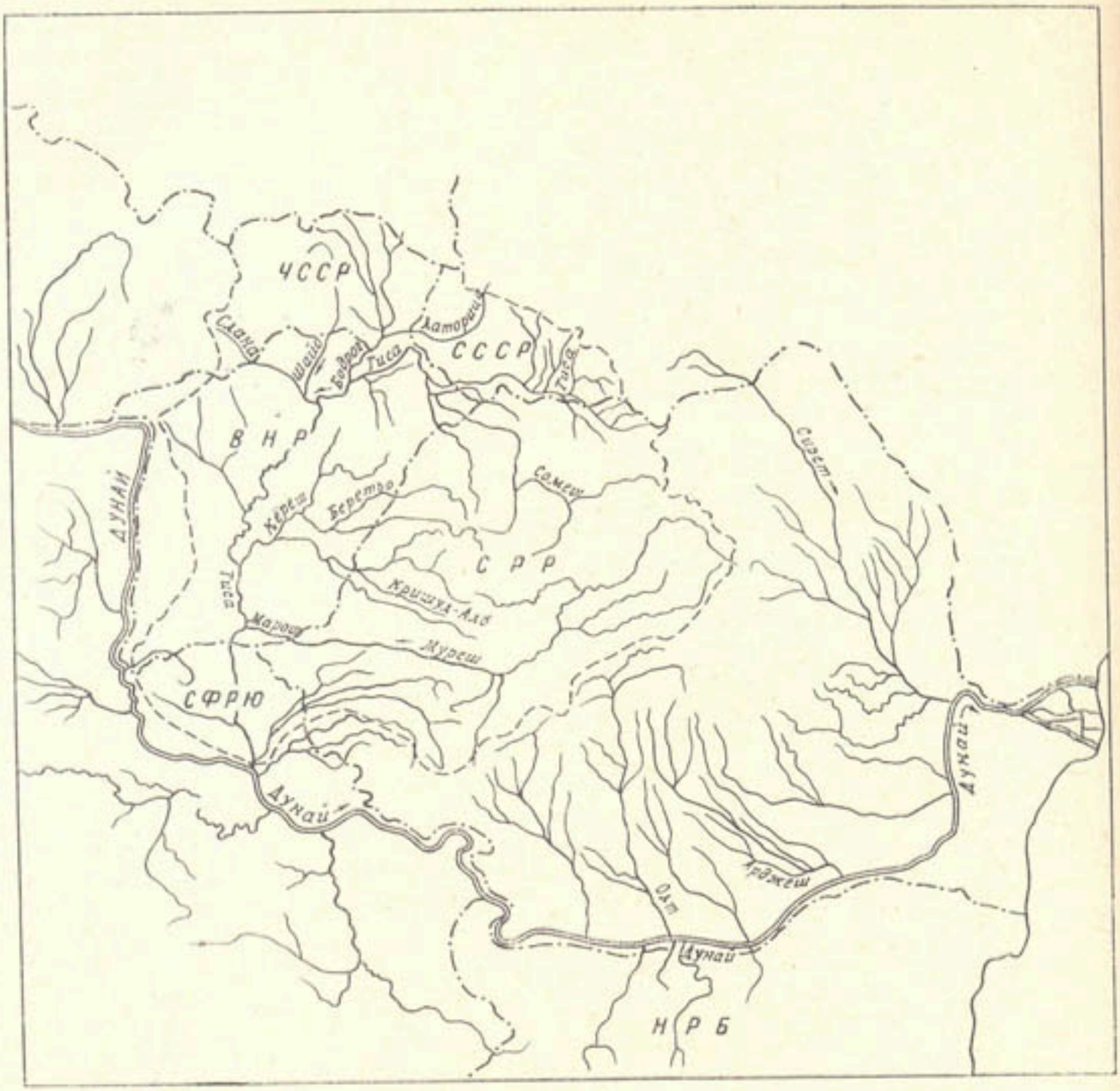
УДК 626.81

Кандидат технических наук
Г. Г. ГАНГАРДТ

ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ В БАССЕЙНЕ р. ТИСЫ

Тиса является самым большим левобережным притоком Дуная. Ее бассейн расположен на территории пяти социалистических стран. Площадь водосбора составляет 156 тыс. *км*², длина реки 976 *км*. Тиса берет начало на территории СССР, на склонах Карпат, и образуется от слияния двух рек — Черной и Белой Тисы.

Важнейшими притоками Тисы являются реки Сомеш, Кришул и Муреш (на территории ВНР соответственно: Самош, Кёреш и Марош), образующиеся в Румынии; р. Бодрог, формирующаяся из источников, поступающих с территории СССР и ЧССР; реки Хорнад и Сланы, берущие начало в Чехословакии (на территории ВНР соответственно: Хернад и Шайо), и р. Задьва, протекающая целиком по территории ВНР (рисунок).



Бассейн р. Тисы

Распределение водосборной площади Тисы между странами приводится в табл. 1.

Около половины бассейна Тисы (80 тыс. $км^2$) занимают земли, расположенные в долинах рек ниже 200 *м* над уровнем моря. Из них: 56% приходится на ВНР, 24% — на СРР, 12% — на СФРЮ и только 8% — на СССР и ЧССР. Эти земли наиболее ценны в сельскохозяйственном отношении и практически полностью хозяйственно освоены.

В бассейне Тисы наиболее широко развито сельское хозяйство, которое, как правило, невозможно без проведения осушительных и оро-

Таблица 1

Страна	Удельный вес	
	общей площади бассейна Тисы, %	общей территории страны, %
СССР	8	незначительный
СРР	46	30
ВНР	30	50
ЧССР	10	12
СФРЮ	6	4

сительных мелиораций. Наряду с этим развито водоснабжение промышленности и городов, гидроэнергетика, водный транспорт, рыбное хозяйство. В дальнейшем все эти отрасли получат еще большее развитие.

В ближайшие 20—30 лет площади орошаемого земледелия возрастут примерно в 14 раз. Производство гидравлической энергии возрастет при этом более чем в 30 раз, водопотребление населения и промышленности — в девять раз, производство товарной рыбы — более чем в три раза. Однако намечаемые темпы роста основных отраслей водного хозяйства в бассейне Тисы возможно будет осуществить только при проведении крупных водохозяйственных мероприятий по защите низменных и пойменных земель от наводнений.

Водный режим Тисы формируется за счет осадков, приносимых с Атлантического океана и Средиземного моря и таяния снега. Максимальное количество осадков выпадает в июне, минимальное — в феврале.

Для Тисы характерны частые и бурные паводки, формирующиеся в результате ливневых осадков и снеготаяния; при их совпадении, наблюдающемся в мае—июне, паводки нередко вызывают наводнения, наносящие народному хозяйству огромный ущерб.

В зависимости от рельефа, русловых условий и влияния приточности колебания уровней воды в Тисе и некоторых притоках достигают 8—12 *м*, поэтому в ряде случаев возведение ограждающих дамб становится малоэффективным.

Изменение стока рек во времени, и особенно внутри года, неравномерно.

Соотношение между минимальной и максимальной величиной годового стока в отдельные годы составляет 1 : 4, а между минимальными и максимальными расходами: на горных притоках — 1 : 100, в нижнем течении — 1 : 60.

Больше половины (51,9%) стока Тисы формируется на территории СРР, почти 24% — на территории СССР и около 20% — на территории ЧССР. На территории ВНР и СФРЮ формируется лишь 4,3% всего объема стока р. Тисы.

Сток р. Тисы по ее длине характеризуется данными табл. 2.

Таблица 2

Пункт наблюдения	Расстояние от устья, *км*	Площадь водосбора, *км*²	Период наблюдений	Многолетняя характеристика расходов (стока) за период наблюдений, *м*³/*сек*		
				среднегодовой	максимальный	минимальный
Рахов (СССР) . . .	962	1070	1946—1967	23,9	652	1,1
Вилок (СССР) . . .	808	9140	1954—1967	215	2750	10,4
Вашарош-Немень (ВНР)	696	29057	1941—1966	349	3561	49
Сегед (ВНР)	172	138408	1941—1966	785	3702	95
Секта (СФРЮ) . . .	137	131715	1941—1966	765	3400	122

Приведенные данные характеризуют следующие особенности бассейна Тисы, которые могут существенно повлиять на решение проблемы защиты территорий различных стран от наводнений.

1. Чрезвычайно высокая изменчивость стоковых характеристик Тисы в течение года не позволяет прогнозировать появление максимальных расходов и заблаговременно подготавливать противопаводочную емкость водохранилищ для задержания части паводка и снижения его пика.

Примером большой изменчивости расходов Тисы являются данные наблюдений в створе Вилок, где 18 февраля 1958 г. наблюдался макси-

мальный расход — 2750 *м³/сек*, а 17 февраля 1964 г. — минимальный — 10,4 *м³/сек*. При таком характере стока р. Тисы регулирующие водохранилища должны иметь специальные противопаводочные емкости, всегда подготовленные для срезки пика паводка и вновь опорожняемые сразу после прохождения паводка.

2. Регулирование стока, формирующегося на территории СССР и ЧССР, занимающей верхнюю часть бассейна Тисы, возможно (в основном) путем строительства водохранилищ на территории самих республик. Это регулирование одновременно окажет благоприятное воздействие на прохождение паводков на нижерасположенной части бассейна, однако полностью не ликвидирует наводнений на территориях ВНР и СФРЮ.

3. Основная часть стока 13 *км³* (54%) поступает на территорию ВНР по левобережным притокам с территории СРР и частично — с территории СССР и ЧССР. Поэтому борьба с наводнениями на территории ВНР и СФРЮ возможна, в основном, путем регулирования стока рек Сомеш, Мурош, Криш и др. При этом могут быть одновременно решены вопросы защиты от наводнений собственной территории СРР и вопросы хозяйственного использования стока рек стран, на территории которых будут созданы водохранилища.

4. На территориях ВНР и СФРЮ регулирование стока нецелесообразно.

Регулирование стока в бассейне Тисы в целях защиты от наводнений является основной, но не единственной водохозяйственной проблемой, хотя без решения ее невозможно рациональное развитие производительных сил всех республик и прежде всего ВНР, 40% территории которой подвержено затоплениям.

Данные табл. 3 характеризуют размеры затоплений в различных республиках.

Таблица 3

Показатели	Всего	В том числе:			
		СССР	СРР	ВНР	ЧССР
Общая площадь бассейна, тыс. *км²*	156,4*	12,7	72,0	42,6	15,5
Из них подвержено затоплениям, тыс. *км²*	29,2	2,8	6,8	18,3	1,3
Процент затопления от площади бассейна	18,7	22,3	9,4	39,6	8,4
Защищается путем устройства дамб, тыс. *км²*	24,7	1,3	4,1	18,3	1,1

* Включая 10 тыс. *га* по СФРЮ.

Как видно, республики, расположенные в бассейне Тисы, подвержены наводнениям в различной степени: наибольшие затопления земель в бассейне Тисы — 18,3 тыс. *км²* приходятся на ВНР, что составляет 63% от общих затоплений в бассейне.

Земли в бассейне Тисы хорошо освоены и играют немаловажную роль в экономике вышеуказанных стран, где получили широкое развитие сельское хозяйство, промышленность, городское и дорожное строительство, линии электропередач, связи; построены всевозможные инженерные сооружения. Этим объясняются большие ущербы, которые несут страны от наводнений в бассейне Тисы. Особенно тяжелым был паводок 1970 г., суммарный ущерб в котором по всем странам превышает 2 млрд. руб.

Следовательно, дальнейшее развитие народного хозяйства в бассейне Тисы настоятельно требует защиты от наводнений, вызывающих нарушение хозяйственной деятельности.

Широкая практика гидротехнического строительства убедительно показывает, что наиболее рациональным способом борьбы с наводнениями является регулирование стока рек путем строительства водохранилищ, что позволяет одновременно комплексно использовать водные ресурсы для получения электроэнергии, водообеспечения сельского хозяйства, населения городов, промышленности, разведения рыбы, водоплавающей птицы, развития водного транспорта, создания необходимых условий для отдыха населения и др.

Создание регулирующих водохранилищ в известных условиях целесообразно сочетается с выправительными русловыми работами, обвалованием и защитой отдельных территорий и сооружений. Однако одни эти работы без регулирования стока далеко не всегда могут защитить территории от паводков, о чем говорит многолетняя практика строительства защитных дамб в бассейне Тисы в ряде стран. В то же время не везде имеются необходимые природные условия для создания регулирующих водохранилищ.

Топографические условия ВНР не позволяют зарегулировать сток Тисы и ее крупных притоков, поэтому защита от наводнений в прошедшие годы осуществлялась путем строительства противопаводковых дамб. В настоящее время ограждены практически все земли, подвергающиеся затоплениям. Протяженность дамб превысила 3000 *км*. Однако, как показал паводок 1970 г., мероприятия эти не обеспечивают защиту земель от катастрофических наводнений.

В отличие от ВНР основная часть территории СРР в пределах бассейна Тисы расположена на высоких отметках в горных и предгорных районах и только незначительная часть — в долине Тисы. Однако несмотря на благоприятные условия для регулирования стока, крупные регулирующие водохранилища в СРР еще не построены и борьба с затоплениями осуществляется в основном путем строительства дамб. В паводок 1970 г., в результате прорыва дамб на нескольких участках, ущерб на территории СРР составил 1,5 млрд. руб., или 75% от общего ущерба всех стран, расположенных в бассейне Тисы.

На территории Советского Союза намечается строительство восьми водохранилищ общей полезной емкостью 680 млн. $м^3$, четыре из которых имеют комплексное назначение и четыре в основном предназначены для срезки пика паводков. Самое крупное водохранилище — Тисса—Вишеульское, имеющее наибольшее значение в защите от паводков, возможно создать в верховьях Тисы; около половины зеркала этого водохранилища распространится по левобережному притоку Тисы — р. Вишеу, протекающей по территории СРР.

Намечаемое на территории СССР регулирование стока не может полностью обеспечить защиту нижерасположенных территорий от наводнений, однако снижение пика паводочной волны у с. Вилок на границе с ВНР может составить около 1—1,5 *м*, что является существенным.

На территории ЧССР возможно также частичное регулирование стока правобережных притоков Тисы рек Бодрог и Слана и их притоков. Это регулирование обеспечит защиту от наводнений территории ЧССР и несколько снизит паводочную волну на территории ВНР.

На территории СФРЮ мероприятия по защите от наводнений будут, по-видимому, сводиться к строительству противопаводочных защитных дамб и повышению их надежности.

Из сказанного следует, что защиту территорий от наводнений в бассейне Тисы необходимо рассматривать как сложную комплексную задачу, в решении которой должны участвовать все страны — члены СЭВ, расположенные в бассейне Тисы. Оптимальное решение этой задачи возможно только на базе совместно разработанной Генеральной схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов Тисы, в которой вопросы защиты от наводнения являются наиболее важными.

Составление сводных материалов Генеральной схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов бассейна Тисы на основе разработок отдельных стран возложено на СССР, а генеральным проектировщиком утвержден институт «Гидропроект».

В соответствии с «Комплексной программой дальнейшего углубления и совершенствования сотрудничества и развития социалистической экономической интеграции стран — членов СЭВ», принятой на XXV сессии Совета Экономической Взаимопомощи в 1971 г., должны быть разработаны предложения по организации и осуществлению сотрудничества в области развития водного хозяйства и регулирования стока в целом по водосборному бассейну Тисы.

Необходимо подчеркнуть, что единственно правильным путем решения возникших в бассейне Тисы сложных водохозяйственных проблем является составление указанной схемы и выявление на основе этого первоочередных объектов.

Строительство этих объектов целесообразно осуществлять на основе двух- и трехстороннего сотрудничества при долевом участии заинтересованных стран.

УДК 627.2.003.1

Инженер В. С. ЗАМАХАЕВ,
кандидат географических наук
Р. И. СЕЛИВАНОВ

К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Проблема Каспийского моря—это, прежде всего, проблема развития Каспийского хозяйственного комплекса (охватывающего отрасли экономики, непосредственно связанные с водным хозяйством моря) в условиях изменения водного, солевого и гидробиологического режимов моря. Каспийский хозяйственный комплекс включает рыбное хозяйство, морской транспорт, морскую нефтедобычу и «сухопутную» хозяйственную деятельность, на которой отражается изменение уровня моря — системы водозаборных и канализационных сооружений промышленных и коммунальных предприятий, пути сообщения, сельскохозяйственное производство.

Если в прошлом водно-солевой и гидробиологический режимы Каспийского моря зависели только от природных изменений в соотношении элементов водного баланса моря (приток речных и подземных вод, осадков на поверхность моря, испарения с его акватории и оттока воды в залив Кара-Богаз-Гол), то в настоящее время на водный баланс моря все большее влияние оказывает развитие народного хозяйства в его бассейне.

Бассейн Каспийского моря занимает 3,6 млн. $км^2$, население его составляет 76 млн. человек. Здесь производится около 30% промышленной и 40% сельскохозяйственной продукции и свыше 30% годовой выработки электроэнергии страны.

Безвозвратное потребление воды народным хозяйством в бассейне Каспийского моря к настоящему времени достигло 35 $км^3$ в год, что составляет около 12% среднего многолетнего притока к Каспийскому морю в естественных условиях. В обозримой перспективе в результате дальнейшего развития промышленности в Центре, на Урале, в Поволжье, на

Кавказе, намечаемого роста орошаемых площадей (с 2,4 до 6,0 млн. *га*) в засушливых южных районах и неуклонного подъема других отраслей народного хозяйства, безвозвратное потребление воды в бассейне Каспийского моря увеличится до 80—100 $км^3$. Это более чем в 1,5 раза превышает наблюдавшееся в естественных условиях отклонение притока речных вод к Каспийскому морю от среднего многолетнего значения. Другими словами, развитие экономики в бассейне Каспия становится решающим фактором в формировании водного баланса моря. При этом развитие экономики, в отличие от природных факторов, односторонне влияет на водный баланс моря, постоянно снижая приток к морю речных пресных вод по сравнению с естественным состоянием.

Расчеты показывают, что в средних гидрологических условиях в результате роста безвозвратных отъемов воды народным хозяйством уровень моря в обозримой перспективе снизится на 1,5—2,0 *м* по сравнению с современным. В маловодных условиях с 90-процентной обеспеченностью уровень моря снизится на 3,0—3,5 *м*. Только в многоводных условиях, например 10-процентной обеспеченности, уровень Каспийского моря может несколько повыситься (на 0,6—0,8 *м*) на короткое время. В дальнейшем же, под влиянием роста безвозвратных отъемов речного стока, он «вернется» к современному положению, а затем снизится еще на 0,5—0,7 *м*.

Приведенные цифры, иллюстрирующие снижение уровня моря в разных гидрологических условиях, не являются предельными, поскольку дальнейший рост безвозвратного потребления воды будет сопровождаться снижением уровня моря и последующими изменениями солености и гидробиологических характеристик водных масс.

Чтобы представить масштабы влияния изменений водно-солевого и гидробиологического режимов моря на Каспийский хозяйственный комплекс, следует несколько подробнее остановиться на отдельных его составляющих.

Наиболее «чувствительно» к изменениям морской среды рыбное хозяйство, которое по сырьевой базе, масштабу и интенсивности промысла имеет важнейшее значение среди внутренних водоемов СССР. Среднегодовые уловы рыбы достигают на Каспии 4—4,5 млн. *ц*, что соответствует 45—47% уловов рыбы во всех внутренних водоемах страны. Главное достоинство рыбного хозяйства Каспия — добыча ценных видов рыб (осетровых, леща, судака, тарани и др.). Уловы ценных каспийских видов рыб в благоприятные годы превышали 2,5—3,0 млн. *ц*. Для ценных видов рыб Каспийское море является кормовой базой, нереститься они заходят в реки, главнейшими из которых являются Волга и Урал. Большая часть стада ценных видов рыб обитает в Северном Каспии, который имеет благоприятный для ценных рыб режим солености и отличается высокой концентрацией биогенных элементов.

Исследованиями установлено, что наиболее благоприятны условия для воспроизводства рыбных запасов — при отметке уровня Каспийского моря на 1—2 *м* выше современной. Однако относительная стабилизация уровня моря в течение последних 20 лет обусловила приспособление рыбного хозяйства (включая условия лова рыбы, береговые базы переработки сырья и т. д.) к современному положению уровня.

Снижение уровня моря приведет к ухудшению условий нереста полупроходных ценных видов рыб в дельте Волги и на нижнем участке Урала в результате обсыхания многочисленных нерестилищ; в этих условиях ухудшится солевой режим моря и особенно кормность его (в результате соответствующего уменьшения притока речных вод). В связи с этим снизятся уловы рыбы. Потребуются значительные затраты в мероприятия по компенсации снижения потерь уловов ценных каспийских рыб. Снижение уровня моря потребует также затрат на переоборудова-

ние береговой базы рыбного хозяйства, включая рыбные порты и пристани.

Огромное народнохозяйственное значение имеет каспийская нефть. Уже в настоящее время в прибрежных районах моря добывается большое количество нефти. В перспективе предполагается дальнейший рост добычи ее. Морская нефтедобыча имеет сложное морское и береговое хозяйство (эксплуатационные площадки и связующие коммуникации, действующие на свайных основаниях, морские и береговые причалы и другие объекты), для переустройства которого при снижении уровня моря потребуются определенные затраты.

Снижение уровня моря отразится также на водном транспорте Каспия, который занимает важное место в морских и речных перевозках Советского Союза. Через Каспийское море осуществляется связь Кавказа, республик Средней Азии и промышленных районов Поволжья, Центра, Урала. Каспийское море используется для внешнеторговых связей с Ираном. Перевозки водного транспорта по морю в настоящее время достигают заметной доли во всех морских перевозках Советского Союза.

Снижение уровня моря потребует большого объема работ по систематическому углублению акватории таких важнейших портов как Баку, Сумгаит, Махачкала, Дербент, Каспийск, Красноводск, а также других портов и пристаней. Потребуется углубление и увеличение длины подходных каналов к портам, переустройство молов и причалов, переоборудование портового хозяйства.

Понадобится переустройство водозаборных и водосбросных сооружений в коммунальном хозяйстве и на промышленных предприятиях многочисленных прибрежных населенных пунктов.

Оценка затрат для компенсации ущербов Каспийского хозяйственного комплекса при снижении уровня моря — чрезвычайно сложная задача. Крайне затруднительна сама инвентаризация всего разнообразия ущербов в каждой отрасли хозяйства, оценка масштаба вторичных и последующих звеньев ущербов. Задача усложняется также тем, что ущербы необходимо предугадать в условиях будущего.

Основываясь на имеющихся данных, суммарные капитальные вложения для компенсации ущербов по Каспийскому хозяйственному комплексу можно оценить крайне приближенно в размере 70 и 150 млн. руб. при снижении уровня моря соответственно на 1 и 2 *м* по сравнению с современным его положением. При снижении уровня моря на 3 *м* необходимые капитальные затраты возрастают не менее чем до 230—250 млн. руб.

Какие же мероприятия необходимо осуществить, чтобы предотвратить снижение уровня моря и связанные с ним ущербы в Каспийском хозяйственном комплексе?

Как известно, наибольшее распространение получили предложения по ограничению оттока каспийской воды в залив Кара-Богаз-Гол (в результате чего можно снизить потери на испарение на 5 $км^3$) [1] и переброске в бассейн Каспийского моря части стока северных рек.

Выполненные в настоящее время исследования показывают, что в средних гидрологических условиях для поддержания современного положения уровня потребуется в ближайшей перспективе перебросить в бассейн Каспийского моря 35—40 $км^3$ стока северных рек. В дальнейшем объем перебрасываемого стока необходимо увеличить до 60—70 $км^3$, а затем до более значительных величин. В принципе объем перебрасываемого стока должен полностью компенсировать приращение безвозврат-

---

[1] Имеются также предложения по уменьшению потерь воды на испарение с акватории Каспийского моря путем отделения дамбами мелководий в северной части Каспия.

ного изъятия речного стока в бассейне Каспия над современной величиной его.

Для поддержания современного положения уровня моря в маловодных гидрологических условиях в ближайшей перспективе потребуется перебросить в бассейн Каспийского моря 40—50 $км^3$ стока северных рек. В обозримой перспективе переброску стока в этих условиях необходимо будет увеличить до 60—80 $км^3$, а в дальнейшем до 100 $км^3$. Переброска стока именно в этих размерах может противостоять снижению уровня моря не только в средних, но и в маловодных гидрологических условиях и гарантировать возможность планомерного развития хозяйственного комплекса на обозримую перспективу.

Реальность осуществления переброски стока северных рек в столь больших объемах в бассейн Каспийского моря определяется в значительной степени стоимостными показателями ее.

Изучение технических схем по переброске стока северных рек в бассейн Каспийского моря показывает, что при переброске стока примерно до 40 $км^3$ удельные капиталовложения составляют около 35—40 млн. руб. на один кубический километр (переброска стока Печоры в объеме 31,3 $км^3$ и бассейнов озер Кубенского, Лаче, Воже и р. Сухоны до 8—9 $км^3$). Дальнейшее увеличение перебрасываемого стока связано с резким ростом затрат. Удельные капиталовложения в мероприятия по переброске стока увеличиваются до 60—90 млн. *руб/км*^{3} (переброска части стока Вычегды, Северной Двины, Онеги, бассейнов Ладожского и Онежского озер и др.).

В результате поддержание уровня Каспийского моря на современных отметках на длительный перспективный период потребует капиталовложений, превышающих более чем в 20 раз затраты в мероприятия по предотвращению ущербов в Каспийском хозяйственном комплексе при снижении уровня моря. Гидропроектом установлено, что осуществление переброски стока Печоры в бассейн Каспийского моря в объеме 31,3 $км^3$ (удельные капиталовложения равны 32 млн. руб.) экономически оправдано главным образом эффектом, получаемым на Волжско-Камском каскаде гидроэлектростанций и в других отраслях Волжского хозяйственного комплекса.

При переброске северного стока с более высокими удельными капиталовложениями экономическая эффективность этого мероприятия сомнительна, а при затратах 80—90 млн. руб. на 1 $км^3$ вряд ли может быть оправдана.

Решение проблемы, по-видимому, следует искать в условиях некоторого допустимого снижения уровня моря. При этом следует иметь в виду, что даже при осуществлении переброски стока в близкой перспективе, реальное влияние ее на водный баланс моря скажется через значительный промежуток времени, в течение которого уровень моря в средних и тем более в маловодных гидрологических условиях окажется примерно на 0,7—1,0 *м* ниже современного его положения. Исследования, выполненные Гидропроектом в этом направлении, показали, что при заданном положении уровня моря на 1—1,5 *м* ниже современных отметок переброска стока в средних гидрологических условиях в ближайшей перспективе потребуется в объеме не более 20 $км^3$, а в дальнейшем — 40 $км^3$, в маловодных условиях — в объеме 25—30 $км^3$ в ближайшей и в объеме 50—60 $км^3$ в обозримой перспективе. Затраты в мероприятия по осуществлению этих переброс могут быть оправданы эффектом на Волжском (гидроэнергетика, водный транспорт, водоснабжение и улучшение санитарно-гигиенической обстановки по основному руслу Камы и Волги) и Каспийском хозяйственных комплексах. Эффект от переброски стока в Каспийском хозяйственном комплексе выразится в значительном снижении капиталовложений в мероприятия по компенсации ущербов от снижения уровня моря (примерно в два раза).

Изложенные соображения о допущении некоторого снижения уровня Каспийского моря необходимо обосновать глубокими и всесторонними исследованиями по проблеме приспособления, а точнее реконструкции Каспийского хозяйственного комплекса, применительно к новым условиям водного, солевого и гидробиологического режимов моря. Необходимо специально изучить вопрос о влиянии снижения уровня моря на окружающую среду, чтобы ни в коем случае не допустить серьезных отрицательных последствий, связанных с этим явлением.

УДК 626.81

Инженеры И. Г. МАТВЕЕВ,
М. А. СМИРНОВ

НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОЕ ЗНАЧЕНИЕ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ р. ЧУЛЫМ

Бассейн р. Чулым расположен в районе Канско-Ачинского бурогольного месторождения в центре промышленной Сибири.

Быстрый рост черной и цветной металлургии, машиностроения, химической и лесной промышленности и особенно энергоемких производств определяют к концу столетия потребность в энергии для ОЭС Сибири 0,8—1,0 триллион *квтч*. Проблему наращивания мощности должны решать гидроэлектростанции Ангаро-Енисейского каскада и сверхмощные Причулымские (Итатские) ГРЭС на базе бурых углей Канско-Ачинского бассейна.

Тепловые станции большой мощности строятся только с циркуляционными прудами-охладителями, что вызывает значительные безвозвратные отборы воды. В связи с необходимостью их расположения вблизи месторождений угля и размещением в этом районе предприятий цветной и черной металлургии, нефтеперерабатывающей и машиностроительной промышленности в верхнем течении р. Чулым складывается определенное напряжение с водой.

Экспертизой Госплана СССР еще в 1963 г. отмечалась экономическая целесообразность создания на Чулыме топливно-энергетического комплекса и подчеркивалась необходимость учета в водохозяйственном балансе нужд всех заинтересованных отраслей народного хозяйства, включая рыбное хозяйство. Река Чулым является крупным и наиболее чистым притоком р. Оби, имеющим решающее значение в воспроизводстве ценных пород рыб обского стада — осетра, стерляди и нельмы.

Водные ресурсы распределены по территории бассейна весьма неравномерно, наименее обеспечены водой степные и лесостепные районы, а избыток воды в северных районах вызывает заболачивание территории. Наиболее крупные притоки р. Чулым — реки Кия, Урюп, Серж, Береш.

При среднем годовом расходе воды р. Чулым у г. Ачинска 170 *м³/сек* максимальные расходы превышают 5000 *м³/сек*, минимальные летние — 50 *м³/сек*, зимние — 8,7 *м³/сек*. Минимальные расходы воды в притоках р. Чулым не превышают 0,2—0,6 *м³/сек*. Таким образом, располагаемые ресурсы поверхностных вод бассейна р. Чулым, особенно в зимний период, весьма ограничены и не допускают размещения новых водоемких производств без регулирования стока.

Гидроэнергетические ресурсы. По схеме использования р. Чулым 1957 г. технически возможные к использованию ресурсы составляют 3,4 млрд. *квтч*. Тринадцать гидроэлектростанций с напорами от 8 до 27 *м* имеют суммарную установленную мощность 562 *Мвт* при удельных капиталовложениях 556—1525 *руб/квт*. Высокие удельные капиталовложения в гидроэнергетику в районе с низкой себестоимостью тепловой электроэнергии определяют подчиненное значение энергетического использования р. Чулым лишь в общем комплексе с водоснабжением.

Минерально-сырьевые ресурсы. В бассейне р. Чулым сосредоточены основные запасы уникального Канско-Ачинского буроугольного бассейна. Более 70 млрд. *т* запасов угля, пригодного для открытой разработки, сосредоточено в двух крупнейших месторождениях — Березовском и Итатском в пласте мощностью 20—96 *м*; мощность вскрыши не превышает 200—250 *м*. При зольности 4—12%, содержании серы 0,1—0,8% и теплоте сгорания 3500—3800 *ккал/кг* угли являются прекрасным энергетическим топливом.

Большие запасы, исключительно благоприятные условия разработки углей и низкая себестоимость позволяют рассматривать эти месторождения как имеющие не только межрайонное, но и союзное значение в развитии энергетики Сибири и для передачи энергии на Урал и в европейскую часть страны. В юго-западной горной части бассейна разведаны крупнейшие месторождения нефелиновых руд — сырья для алюминиевой промышленности.

Бассейн р. Чулым с запада на восток и с юга на север пересекают магистральные железные и шоссейные дороги; г. Ачинск является крупным транспортным узлом. Параллельно транссибирской железнодорожной магистрали проходит нефтепровод Туймазы—Иркутск; в текущем пятилетии будет построен нефтепровод Александровское—Анжеро-Судженск для подачи в Красноярский край томской нефти. Плодородные черноземные почвы степной и лесостепной зон, благоприятные рельефные условия, недостаточное увлажнение определяют эффективность орошаемого земледелия на юге Красноярского края.

Таким образом, богатые месторождения полезных ископаемых, удобные транспортные связи, плодородные земли в сочетании с благоприятным климатом, наличием источников энергии и водных ресурсов создают условия для развития энергетики, промышленности и интенсивного сельского хозяйства.

Водные ресурсы в их естественном состоянии могут ограничить масштабы развития народного хозяйства бассейна. Их регулирование является решающим фактором в размещении народнохозяйственных объектов в бассейне р. Чулым.

Экономика. В проектных разработках прошлых лет бассейн р. Чулым определен для преимущественного развития тепловой энергетики.

Рассмотрение намеченных в схеме комплексного использования Чулыма большого числа площадок ГРЭС, располагаемых на значительной территории, позволит более рационально разместить ГРЭС с учетом экономических показателей и санитарного состояния окружающей природы.

Так, ГРЭС мощностью около 4 млн. *квт* будет иметь безвозвратные потери воды 1,2 *м*^{3}/*сек*, потреблять свыше 2 тыс. *т* угля в час и 180 *м*^{3}/*сек* воды для охлаждения конденсаторов. При зольности угля 4,6% и сернистости 0,1% в атмосферу будет поступать до 1,2 *т/час* зольной пыли и и 4,0 *т/час* серного ангидрида.

От конденсаторов турбин будет отводиться в циркуляционный пруд-охладитель вода температурой до 40° и забираться из него при температуре до 25°. По условиям запыленности и загазованности территории

ГРЭС должны располагаться на определенном расстоянии, определяемом условиями микроклимата и рельефа района.

Со строительством ряда ГРЭС возникают проблемы, связанные с поступлением в атмосферу золы, серного ангидрида и использованием тепловых вод прудов-охладителей. Уже в ближайшей перспективе намечено строительство одной ГРЭС. В течение ближайшего тридцатилетия мощность комплекса ГРЭС может достигнуть десятков *млн. квт*. Создание уникального топливно-энергетического комплекса требует огромных научных, конструкторских и проектных исследований передачи энергии на расстояние до 4 тыс. *км* и создания нового оборудования: котлоагрегатов паропроизводительностью 2600—3800 *т/час*, паровых турбин и турбогенераторов мощностью 800—1200 *Мвт*, экскаваторов производительностью до 10000 *т/час*.

В бассейне р. Чулым может также развиваться цветная металлургия, нефтепереработка, машиностроительные и ремонтные предприятия.

Развитие энергетики и промышленности в Причулымье резко увеличит городское население. Возникнут новые города: Шарыпово, Барандат, Н. Итат, Тисуль, Критово, Б. Улуй; практически вновь будут отстроены города Ачинск, Назарово и Боготол.

Для удовлетворения растущих нужд промышленного района и края в сельскохозяйственной продукции, помимо планируемого улучшения агротехники, в ближайшие 25—30 лет предполагается осушить около 100 тыс. *га* в заболоченных поймах Белого Июса, Чулыма и Сережа и оросить около 120 тыс. *га* засушливых земель Хакасии и юга Красноярского края.

Требования к речному стоку. Осуществление намеченных масштабов развития тепловой энергетики и других отраслей народного хозяйства предъявляет к режиму речного стока требования, обусловливающие необходимость регулирования стока и перераспределения его по речному бассейну.

По схеме комплексного использования р. Чулым требования отраслей народного хозяйства к речному стоку будут весьма значительны. Среднегодовое безвозвратное водопотребление может достигнуть 60 *м³/сек*, а с учетом санитарного расхода до 125 *м³/сек*.

В связи с ростом городов и значением реки для нереста ценных пород рыб обского бассейна к чулымской воде предъявляются и высокие санитарные требования к использованию воды из рек и водохранилищ для хозяйственно-питьевых нужд.

Технические решения схемы р. Чулым. Параметры и расположение водохранилищ на р. Чулым определились потребностью в воде народного хозяйства и технико-экономическими расчетами рассмотренных вариантов створов. Местоположение гидроузлов на притоках определилось комплексными условиями возможности образования прудов-охладителей, регулированием стока, покрытием безвозвратных отборов воды, расстоянием до угольных карьеров и стоимостью строительства.

В верхнем течении р. Чулым (до г. Ачинска) при сравнительно невысоких (около 1,0 млн. *м³* насыпи) объемах работ по Краснозаводскому, Мангальскому и Верблюжегорскому гидроузлам образуются водохранилища объемом 1,1—2,4 *км³*. Первые два водохранилища имеют комплексное значение, они являются прудами-охладителями и регулируют сток р. Чулым, обеспечивая водоснабжение ГРЭС, промышленных предприятий и городов. Верблюжегорское — исключительно регулирующее водохранилище. Рассмотренные варианты показали экономическую эффективность регулирования стока, обеспечивающего полный гарантированный расход воды р. Чулым у г. Ачинска 114 *м³/сек*. Дальнейшее увеличение гарантированного расхода целесообразно только путем переброски енисейской воды в р. Чулым.

При принятой схеме регулирования стока на р. Чулым сохраняются паводки даже в средние по водности годы, что весьма благоприятно для продувки и очищения водохранилищ и реки от загрязнений.

Расчеты показали, что капиталовложения на 1 *м³/сек* гарантированного расхода воды составляют при широком колебании его (от 45 до 70 *м³/сек*) 0,15—0,2 руб., а себестоимость воды 0,01 *коп/м³* (в ценах 1955 г.). При использовании Краснозаводского и Мангальского водохранилищ только для регулирования стока себестоимость воды составит на всех уровнях около 0,1—0,2 *коп/м³*. Ряд водохранилищ и прудов-охладителей намечен на притоках Чулыма.

Проблема хозяйственно-питьевого водоснабжения. Невозможность использования водохранилищ-охладителей и их нижних бьефов для питьевых целей при полном развитии ГРЭС потребовала специальной проработки вопросов хозяйственно-питьевого водоснабжения городов, учитывая, что ресурсы подземных вод ограничены. Для городов запроектированы централизованные объединенные водопроводы или специальные водохранилища.

Рыбохозяйственные мероприятия. Особый температурный режим прудов-охладителей не позволяет использовать их для воспроизводства проходных рыб осетра и нельмы, поэтому в составе гидроузлов нет рыбоходных сооружений. Для компенсации ущерба, наносимого гидростроительством, предусматривается строительство в устье Чулыма осетрово-нельмового рыборазводного завода.

Используя теплый режим прудов-охладителей для борьбы с зарастанием водохранилищ намечено их рыбохозяйственное освоение при помощи разведения в них теплолюбивых растительноядных видов рыб: белого амура, толстолобика, гибрида карпа и пр. Богатая кормовая база в прудах-охладителях позволит получать до 50—70 *ц* рыбы с одного гектара.

Выводы

1. На основе уникальных месторождений бурого угля комплексного регулирования стока на Чулыме и его притоках можно расположить большое число прудов-охладителей и ряд регулирующих водохранилищ для водоснабжения мощных ГРЭС с безвозвратным отбором воды до 33 *м³/сек*, в том числе 20,6 *м³/сек* воды из р. Чулым до створа г. Ачинска.

2. Проектируемые в районе Чулыма неводоемкие предприятия машиностроения, черной и цветной металлургии и других отраслей промышленности также могут быть обеспечены водой. Однако на Чулыме недопустимо расположение производств со стоками, имеющими солевые и органические загрязнения.

3. Создание уникального топливно-энергетического комплекса требует наряду с решением инженерных задач по разработке сверхмощного горного и энергетического оборудования решения не менее важных проблем по прогнозу влияния комплекса на окружающую природу и защите природы от пыли, серы, температуры, рационального размещения городов и зон отдыха трудящихся.

УДК 626.88:338.984.22

Инженеры А. А. МОСКАЛЕВ,
Ю. А. МИТРОХИН

ПЕРСПЕКТИВЫ УПРАВЛЯЕМОГО РЫБОВОДНОГО ХОЗЯЙСТВА НА р. ПЕЧОРЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ УСТЬ-ИЖЕМСКОЙ ГЭС

Развитие энергетики в дефицитных по топливу районах Северо-Запада европейской части страны связано со строительством гидроэлектростанций, которые помимо выработки энергии должны обеспечить покрытие пиковой части графиков нагрузки. Однако это сталкивается с интересами рыбного хозяйства, которое при современных методах его ведения не обеспечит сохранение рыбного стада в подпертых бьефах.

Особое место занимает Усть-Ижемская ГЭС на р. Печоре, третья по величине станция в европейской части Советского Союза мощностью 1500—2000 *Мвт* с выработкой 5—6 млрд. *квтч* в год. Строительство этой станции изменит естественные условия воспроизводства ряда ценных промысловых рыб на р. Печоре. Плотиной гидроузла отрезается около 85% площади естественных нерестилищ семги, в результате чего будет нанесен ущерб ее уловам в размере 7—8 тыс. *ц* в год. Условия воспроизводства полупроходного сига и нельмы также изменятся. В результате зарегулирования и перераспределения годового стока произойдут изменения режима нижнего течения Печоры, что может вызвать частичное сокращение нагульно-выростных площадей для таких рыб, как пелядь, сиг, навага и другие.

Исследования отечественных и зарубежных ихтиологов показали, что, в условиях зарегулирования нерестовых рек, сохранение запасов проходных лососевых рыб возможно только при условии организации управляемого рыбоводного хозяйства, основными компонентами которого являются:

а) искусственное разведение лососей и других рыб на рыбоводных заводах, конечной продукцией которых является подрощенная до стадии ската жизнестойкая молодь;

б) максимальное использование для естественного размножения мелиорируемых нерестовых притоков, расположенных в нижнем бьефе гидроузла вплоть до создания управляемых нерестилищ типа нерестовых каналов;

в) обеспечение в случае необходимости эффективного пропуска рыбы в верхний бьеф;

г) акклиматизационные мероприятия, направленные на реконструкцию ихтиофауны для получения максимальной рыбопродукции в условиях зарегулированного стока.

В последние годы появилась тенденция к увеличению мировых уловов атлантического лосося. За 1960—1967 гг. уловы лосося возросли в Ирландии с 5 до 12 тыс. *ц*, в Англии — с 2 до 4 тыс. *ц*, в Норвегии с 16 до 20 тыс. *ц*, в Шотландии — с 14 до 20 тыс. *ц*, в Канаде — с 16 до 29 тыс. *ц*. Увеличение уловов происходит в условиях быстроразвивающегося гидроэнергетического строительства и объясняется расширением масштабов искусственного воспроизводства лососей.

В Швеции, где к 1963 г. половина всех нерестовых рек была зарегулирована, основная часть уловов лосося — в среднем 7,0 тыс. *ц* в год — обеспечивается за счет заводского воспроизводства. К 1970 г. масштаб искусственного воспроизводства лосося увеличился вдвое. В Финляндии, на р. Олу-Йокки — основной лососевой реке Ботнического залива, полностью зарегулированной в 1955 г., успешно функционирует крупный рыбоводный завод Монта с проектной мощностью по выпуску покатной молоди — 200 тыс. шт. в год и промысловым возвратом около 2 тыс. *ц* ло-

сося. В Польше на р. Рудава доказана возможность зарыбления молодью кумжи и лосося новых рек, в которых ранее эти рыбы не обитали. В США функционирует свыше 800 рыбоводных заводов, занимающихся разведением тихоокеанского и атлантического лососей. Большинство заводов строится и эксплуатируется энергокомпаниями.

Если в 1955 г., по данным шведских ихтиологов, возврат от естественных (диких) покатников составлял около 14%, а от покатников, выращенных на заводе, только 7,3%, то позднее приводятся сведения об увеличении промыслового возврата от заводской молоди до 10—12%, что связано с улучшением биотехники выращивания.

Таким образом, уже при существующих методах разведения вполне возможно поддерживать запасы атлантического лосося за счет искусственного разведения. По данным других авторов (Карлин, Линдротт, Монтен и др.) промысловый возврат лосося от заводской молоди может достигать 12—40%.

Проведенные в СССР исследования на р. Лувеньга (ГосНИОРХ, 1968—1969 гг.) показали, что промысловый возврат от речных покатников лосося составлял в среднем 8,8% (5,2—12,4%), а от заводской молоди — 7,5%, что свидетельствует о высокой эффективности заводского разведения.

Возможность пополнения запасов лосося за счет искусственного разведения убедительно доказана многолетними работами БалтНИИРХа в бассейне Балтийского моря. Уловы балтийского лосося с 1961 г. возрастают и в 1961—1967 гг. достигли 1,5—1,7 тыс. *ц* в год.

Опыт работы Чайкендского и Чухур-Кабалинского лососевых заводов на Куре также показывает возможность сохранения запасов куринского лосося путем искусственного разведения на рыбоводных заводах.

Несмотря на определенные успехи, достигнутые в разработке теории и практики лососеводства, уловы атлантического лосося в нашей стране снизились.

Отечественные семужьи рыбоводные заводы Кольского полуострова обеспечивают уловы семги всего лишь около 0,2—0,5 тыс. *ц* в год при проценте промыслового возврата в 5—6 раз меньшем по сравнению со шведскими заводами. Указанное положение объясняется промышленным и энергетическим использованием рек при низких темпах развития искусственного воспроизводства. Рыбоводные семужьи заводы Кольского полуострова только в 1959 г. стали переходить на выпуск подрощенной молоди.

Однако старое оборудование заводов, их небольшая мощность, отсутствие полноценных искусственных гранулированных кормов в необходимом количестве резко снижает эффективность работы этих предприятий. Мало уделяется внимания интенсификации естественного размножения лососей. Мелиоративные мероприятия на реках, засоренных отходами лесосплава или имеющих непреодолимые для рыбы пороги и водопады, почти не проводятся. До настоящего времени слабо ведется борьба с загрязнением нерестовых рек неочищенными сточными водами.

Помимо указанных факторов, на эффективность работы отечественных семужьих заводов оказывает влияние морской промысел лосося в Норвегии, Финляндии, Швеции. Это приводит к отлову особей, которые должны заходить на нерест в реки СССР. Практикуемый в СССР концентрированный лов семги в устьях рек (например, в устье Печоры) не дает пока должного эффекта, так как пропускаемые на нерестилища производители (примерно 50% от всего стада) вылавливаются в большом количестве местными жителями и браконьерами.

Развитие искусственного разведения и переход к массовому выращиванию покатной молоди задерживается из-за отсутствия в нашей стране полноценных гранулированных кормов в необходимом количестве.

Все вышеперечисленные факторы необходимо учитывать при организации в бассейне Печоры управляемого лососевого хозяйства.

Считая искусственное разведение семги на рыбоводных заводах основой управляемого лососевого хозяйства, нельзя забывать и о необходимости создания условий для естественного размножения. Сочетание естественного воспроизводства с искусственным разведением позволит улучшить качество производителей и тем самым повысить эффективность рыбоводных предприятий.

Этим и определяется значение рек Ижмы, Пижмы, Цильмы, не затрагиваемых гидростроительством нерестовых притоков Печоры. Эффективность естественного нереста в этих притоках должна быть максимально повышена за счет проведения комплексной мелиорации. В результате мелиоративных мероприятий (расчистки русла, удаления валунов, порогов и т. п.) площадь нерестилищ в этих реках может быть увеличена примерно в 2—3 раза. Конечным этапом мелиорации нерестовых рек можно считать создание улучшенных и управляемых нерестилищ. Опытные работы такого рода проводятся в Канаде. Для нереста тихоокеанских лососей (кеты, горбуши и др.) используются нерестовые каналы с определенным размерным составом гравия и управляемым водным режимом. Эффективность нереста в этих каналах превышает эффективность естественного нереста примерно в 7—10 раз.

Основное преимущество нерестового канала по сравнению с естественными нерестилищами заключается в увеличении выживаемости личинок от отложенной икры по сравнению с естественными условиями за счет установления оптимального контролируемого режима (гидрологического, гидрохимического и т. д.). Если нерест семги может быть осуществлен в нерестовом канале, то возможность пребывания и нагула молоди в низовьях крупной реки, например Печоры, требует специального изучения.

Зарубежный опыт строительства нерестовых каналов может быть использован для создания улучшенных нерестилищ на нерестовых реках (притоках Печоры). Большой интерес представляет возможность использования нерестовых каналов с управляемым термическим режимом для кеты и горбуши, акклиматизация которых проводится в бассейнах Белого и Баренцева морей. При расположении нерестовых каналов в нижнем бьефе Усть-Ижемского гидроузла управление термическим режимом подаваемой воды может быть осуществлено с помощью разноглубинного водозаборного сооружения.

Таким образом, теория и практика рыбоводства позволяет считать реальным организацию на Печоре управляемого рыбоводного хозяйства в следующем составе:

1) строительство лососевых рыбоводных заводов с промысловым возвратом от числа выпущенной покатной молоди 7%, или 6,0 тыс. *ц* семги в год;

2) мелиорация нерестовых притоков Печоры — р. Пижмы, Цильмы, Ижмы, где существующие площади нерестилищ могут быть расширены и доведены до 22—25% от всего нерестового фонда в бассейне Печоры. Эффективность захода производителей в эти реки предполагается повысить за счет дноуглубительных работ в предустьевых участках Пижмы и Цильмы. Эффективность указанных мероприятий оценивается в 1,5—1,7 тыс. *ц* семги в год;

3) сооружение экспериментального нерестового канала длиной 550 *м* и шириной 10 *м* с промысловым возвратом 1000 *ц* лосося в год;

4) строительство рыбопропускного сооружения (рыбоподъемника) для пропуска проходных рыб — в основном семги — в неподтапливаемые притоки Средней и Верхней Печоры. В случае сооружения вышерасположенного Усть-Войского гидроузла и водохранилища эффективность рыбопропускного сооружения значительно снизится и будет определять-

ся промысловым возвратом в размере около 1,4 тыс. *ц* семги за счет нереста в притоках р. Усы.

В результате этого может ставиться вопрос о сравнении экономической эффективности рыбопропускного сооружения и рыбоводного завода или мелиоративных мероприятий, особенно при наличии нерестовых притоков в нижнем бьефе гидроузла, которые обеспечивают пополнение стада за счет естественного нереста. Например, стоимость рыбоводного завода с промвозвратом 1,0—1,5 тыс. *ц* составляет примерно 2,0 млн. руб., а стоимость рыбопропускного сооружения при Усть-Ижемском гидроузле с аналогичным промвозвратом в десять раз выше.

К первоначальным мероприятиям можно отнести строительство экспериментально-производственного рыбоводного завода мощностью 500 тыс. шт. покатной молоди и промысловым возвратом 2,5 тыс. *ц* семги в год. Назначение завода — отработка биотехники разведения и выращивания молоди семги в суровых условиях Заполярья и бассейна Печоры, где рыбоводство вообще не развито.

Осуществление ряда компенсационных мероприятий и получение определенного рыбохозяйственного эффекта до перекрытия русла реки позволит решить проблему сохранения запасов семги в условиях гидростроительства, а также заложить основы для организации управляемого лососевого хозяйства в бассейне Печоры и других северных рек.

УДК 626.88 : 338.984.2

Кандидат технических наук Я. Д. ГИЛЬДЕНБЛАТ,
инженер Л. В. МИНЬКОВИЧ

ИЗМЕНЕНИЕ РЕЖИМА УРОВНЕЙ ВОЛЖСКО-КАМСКИХ ВОДОХРАНИЛИЩ В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ ИХ РЫБОПРОДУКТИВНОСТИ

Общие данные по водохранилищам. В настоящее время на Волге и Каме эксплуатируются девять водохранилищ, суммарная площадь зеркала которых при нормальных подпорных уровнях составляет 20000 $км^2$ с полезным объемом при проектном режиме работы около 77 $км^3$.

Водохранилища каскада имеют различные сроки эксплуатации — от 2 до 30 с лишним лет: для большинства из них срок эксплуатации приближается к 15 годам, т. е. превышает срок рыбохозяйственного освоения водохранилищ.

Все водохранилища ведут сезонное, недельное и суточное регулирование стока, наполняясь, как правило, ежегодно весной в половодье и срабатываясь к началу следующего половодья.

Три нижневолжских водохранилища — Куйбышевское, Саратовское и Волгоградское — работают в режиме временных весенних попусков, при котором весной обеспечивается заливание Волго-Ахтубинской поймы и дельты Волги (такой режим предполагается на период до ввода в эксплуатацию вододелителя в вершине дельты Волги).

Однотактный режим работы водохранилищ при сосредоточении их основной сработки на зимний период (лишь в отдельные маловодные годы сработка начинается раньше) характерен для транспортно-энергетических схем использования водных ресурсов, когда режим наполнения и сработки водохранилищ подчинен условию получения максимального народнохозяйственного эффекта для основных водопользователей ком-

плекса — водного транспорта и энергетики, что не вполне обеспечивает благоприятные условия для рыбного хозяйства.

Требования к водохранилищам для повышения их рыбопродуктивности. По проектам рыбохозяйственного освоения водохранилищ Волжско-Камского каскада их промысловая рыбопродуктивность к настоящему времени должна составлять 600—650 тыс. *ц* улова рыбы с преобладанием ценных пород (лещ, судак, щука). Между тем фактические уловы в последние годы не превышают 120—130 тыс. *ц*. Даже с учетом любительского лова общие уловы рыбы значительно ниже потенциальных возможностей. Одной из причин, лимитирующих развитие промыслового запаса, являются неблагоприятные условия естественного воспроизводства в результате существующего режима работы водохранилищ.

Основные промысловые виды рыб в волжско-камских водохранилищах размножаются на бывшей затопленной пойме на глубинах от 10—25 до 100—250 *см*, где откладывают икру на различную растительность, развивающуюся в пределах мелководной зоны. Непременное условие для периода нереста рыб — это стабильность и плавный подъем уровня. Резкие колебания уровня в этот период вызывают массовую гибель отложенной икры и вылупившихся личинок. При колебаниях уровня воды на нерестилищах с амплитудой до 20—25 *см* уже в массе гибнет икра щуки, сазана, карася, линя, а с амплитудой до 50—70 *см* — икра леща, плотвы и других рыб. Длительность периода нереста для водохранилищ каскада от двух до одного месяца (от 15/IV—15/V до 15/VI—1/VII).

Для большинства водохранилищ каскада при существующем режиме их эксплуатации в летний период поддерживается стабильный уровень воды, что угнетает развитие на мелководьях луговой растительности, служащей наилучшим нерестовым субстратом и благоприятствует развитию зарослей жесткой растительности. Такой режим приводит к заболачиванию значительных площадей мелководий, потере их рыбохозяйственного значения и снижению кормовых ресурсов для рыб.

Сработка уровня воды до 1—1,5 *м* во второй половине июня—первой половине августа способствует развитию на осушаемых участках луговой растительности и ограничивает рост водной растительности. Практика рыбохозяйственного освоения Цимлянского, Каховского и Кременчугского водохранилищ, где происходит летняя сработка уровня, подтверждает, что она является одним из основных факторов высокой рыбопродуктивности.

Последующий осенне-зимний уровенный режим волжско-камских водохранилищ требует в интересах рыбного хозяйства максимально возможного ограничения зимней сработки. Большая зимняя сработка уровня воды отрицательно влияет на зимовку рыб и состояние рыбных запасов, вызывая гибель рыбы в отчленяющихся водоемах осушенной зоны и в оставшейся части водохранилища вследствие заморов из-за недостатка кислорода. Резко сокращается и кормовая база.

С другой стороны, летняя сработка водохранилищ на 1—2 *м*, не вызываемая условиями регулирования стока, приводит к потерям выработки энергии в последующий период года за счет сниженных напоров. Ограничение предельной сработки водохранилищ в зимний период вызовет снижение полезной емкости водохранилищ и, следовательно, гарантированной водо- и энергоотдачи.

Энергетические потери при изменении режима уровней водохранилищ. Принятие пожеланий рыбного хозяйства в каждом отдельном случае требует проведения ряда водноэнергетических и энергоэкономических расчетов. В первую очередь такие ориентировочные расчеты проведены для трех водохранилищ, намеченных в качестве опытно-показательных, на которых должны будут проводиться натурные исследования ГосНИОРХом в последующие три—пять лет. Это Горьковское и Саратов-

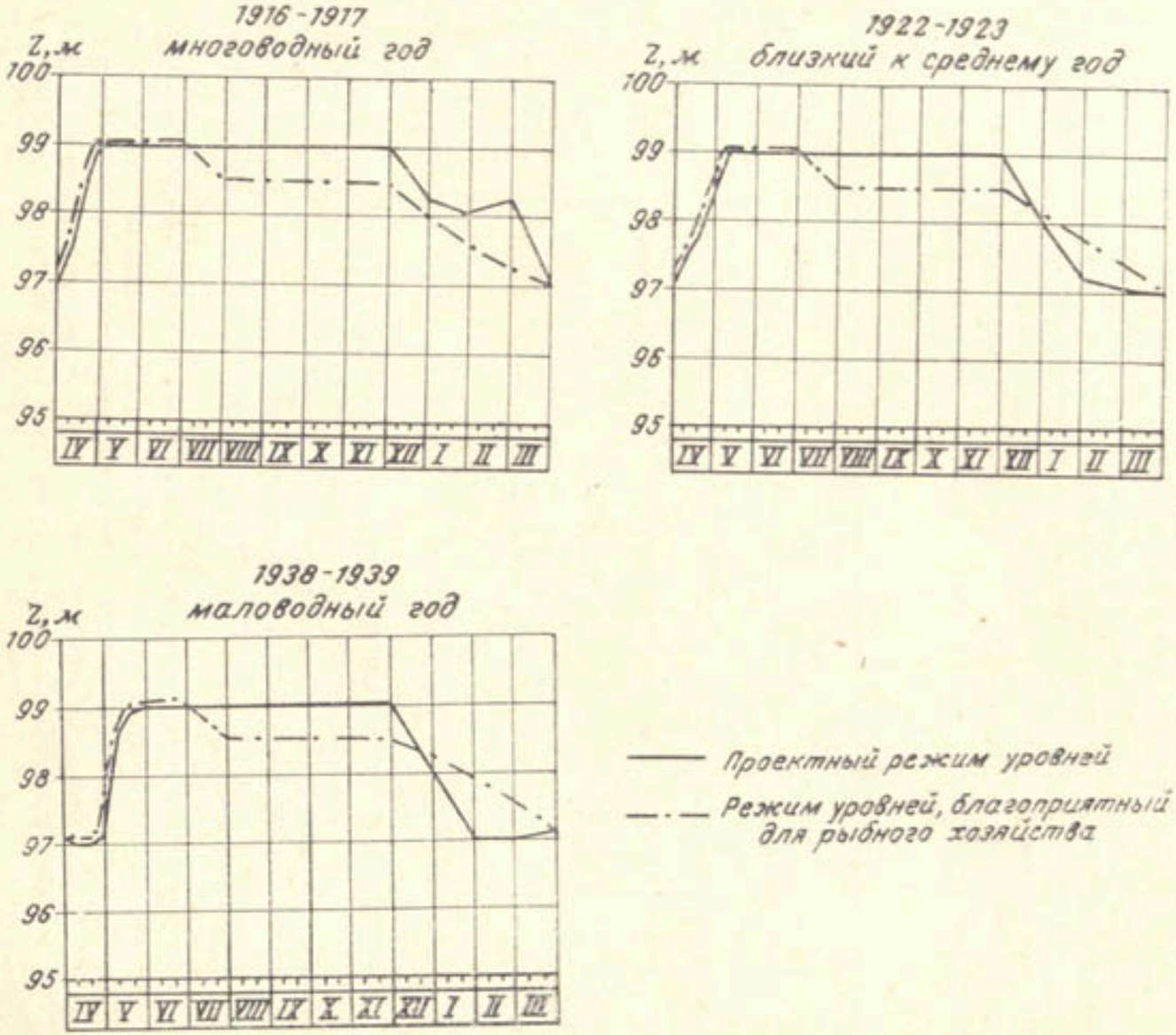


Рис. 1. Уровни Горьковского водохранилища.

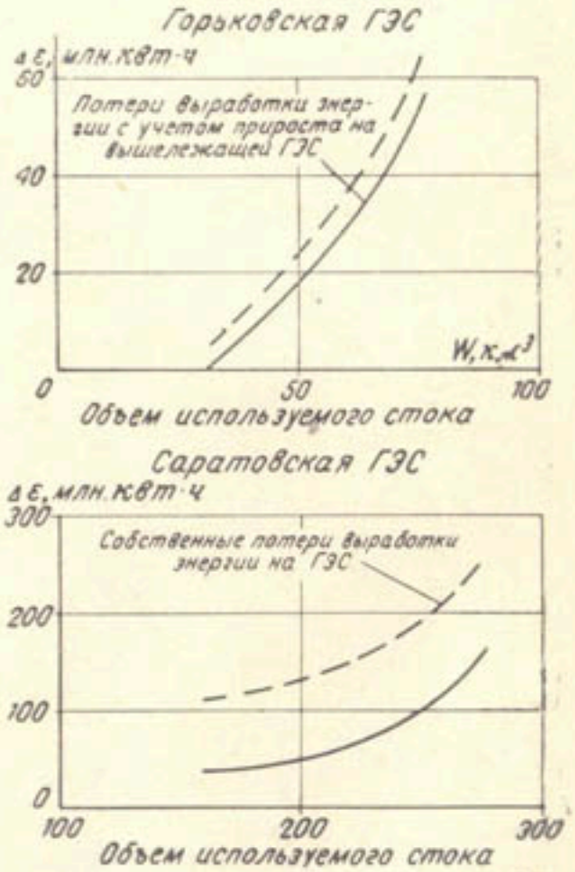


Рис. 2. Потери выработки энергии на Горьковской и Саратовской ГЭС при работе в режиме, удовлетворяющем рыбное хозяйство, в зависимости от величины используемого стока.

ское водохранилища на Волге и Воткинское на Каме, для которых можно ожидать наименьших энергетических ущербов при переходе на рыбный график попусков.

Горьковское водохранилище. При работе водохранилища по принудительному графику уровней произойдут потери выработки энергии. Одновременно некоторый прирост энергоотдачи будет на вышерасположенной смежной Рыбинской ГЭС за счет повышения ее напоров. Наполнение водохранилища до отметки НПУ производится в соответствии с существующими правилами использования водных ресурсов на протяжении апреля—мая. До конца июня уровень поддерживается на отметке НПУ для обеспечения условий нереста. Сработка водохранилища на 0,5 *м* производится с 1 июля плавно на протяжении всего месяца; далее уровень поддерживается постоянным до конца ноября, после чего начинается зимняя сработка по 0,4 *м* в декабре, январе и феврале и 0,3 *м* в марте.

Были рассмотрены три характерных по водности года: маловодный 1938—1939 гг., близкий к среднему 1922—1923 гг. и многоводный 1916—1917 гг. Графики уровней водохранилища (верхний бьеф гидроузла) проектные и измененные в соответствии с требованиями рыбного хозяйства для указанных трех расчетных лет приведены на рис. 1.

Выработка и потери энергии приведены в табл. 1.

По данным табл. 1 построены приведенные на рис. 2,*а* кривые зависимости потерь энергоотдачи в функции от используемого турбинами стока. Среднему многолетнему объему используемого турбинного стока 50,3 $км^3$ соответствуют суммарные потери энергии порядка 17 млн. *квтч* в год при условии, что рыбный график уровней будет соблюдаться ежегодно. Если же предположить, что в трети лет не потребуется переходить на рыбный график уровней, то потери энергии снизятся до 10—12 млн. *квтч* в год.

Таблица 1

Годы	Турбинный сток Горьковской ГЭС, $км^3$	Годовая выработка энергии, млн. *квтч*						
		Горьковской ГЭС			Рыбинской ГЭС			Суммарные потери энергии и прирост энергоотдачи
		при проектн. режиме	при рыбном графике	потери энергии	при проектн. режиме	при рыбном графике	прирост энергоотдачи	
1938—1939	32,2	1143,0	1138,0	—5	831,3	836,7	+5,4	+0,4
1922—1923	52,6	1705,0	1679,0	—26	1146,3	1153,3	+7,0	—19,0
1916—1917	77,0	2285,0	2220,0	—65	1602,0	1611,3	+9,3	—55,7

Саратовское водохранилище. По проектным предположениям водохранилище не срабатывается и полезная емкость его используется только для суточного и недельного регулирования. По условиям судоходства и подхода к шлюзу сработка водохранилища в навигационный период ограничена 0,5 *м* и допускается ежегодная форсировка уровня верхнего бьефа на 0,2 *м*.

Ход уровней водохранилища — проектный и измененный по требованиям рыбохозяйственных организаций (с ограничением летней сработки) приведен на рис. 3. Применительно к этим графикам уровней подсчитана выработка энергии как Саратовской, так и вышерасположенной Волжской ГЭС имени В. И. Ленина. Результаты этих расчетов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Годы	Турбинный сток Саратовской ГЭС, км³	Годовая выработка энергии, млн. квтч						
		Саратовской ГЭС			Волжской ГЭС им. В. И. Ленина			Суммарные потери энергоотдачи
		при проектном режиме	при рыбном графике	потери энергии	при проектном режиме	при рыбном графике	прирост энергоотдачи	
1938—1939	158,8	4579	4469	—110	7491	7567	+76	— 34
1919—1920	215,6	5394	5253	—141	9997	10082	+85	— 56
1916—1917	275,4	6672	6424	—248	12793	12886	+93	—155

Из кривых зависимости потерь выработки энергии от стока, приведенных на рис. 2,*б*, следует, что в среднем за многолетие потери энергии на Саратовской ГЭС, отвечающие среднему объему используемого стока в 213,9 км³, составляют около 55 млн. *квтч* в год при ежегодном режиме уровней по рыбному графику и около 35—40 млн. *квтч* в год, если исходить из того, что в трети лет можно будет работать по нормальному энергетическому графику уровней (без потерь энергии).

Воткинское водохранилище. Для Воткинского водохранилища требования рыбного хозяйства сводятся к поддержанию в период нереста до 15/VII стабильного уровня на отметке НПУ. Далее до 15/VIII водохранилище срабатывается на 1,0 *м* и этот уровень держится до ледостава при равномерной зимней сработке. Ход уровней Воткинского водохранилища, принятый в расчетах по оценке энергоотдачи Воткинской и Камской ГЭС, показан на рис. 4. Результаты расчетов сведены в табл. 3.

Таблица 3

Годы	Турбинный сток, используемый динамической Воткинской ГЭС, км³	Годовая выработка энергии, млн. квтч						
		Воткинской ГЭС			Камской (Пермской) ГЭС			Суммарные потери энергоотдачи
		при проектном режиме	при рыбном графике	потери энергии	при проектном режиме	при рыбном графике	прирост энергоотдачи	
1938—1939	30,4	1490,0	1490,0	0	1069,7	1080,4	+10,7	+10,7
1919—1920	52,3	2498,0	2468,7	—29,3	1785,0	1819,9	+34,9	+5,6
1916—1917	73,5	3330,0	3262,0	—68,0	2340,9	2386,4	+45,5	—22,5

Как видно из табл. 3, суммарно по двум ГЭС переход на рыбный график сработки водохранилища связан с потерями энергоотдачи только в многоводном году. В среднем за многолетие можно полагать, что потерь энергоотдачи на Воткинской ГЭС не будет.

Рыбохозяйственный эффект изменения уровенного режима. Горьковское водохранилище. Уловы рыбы в водохранилище за 14 лет не достигли проектных показателей (35 тыс. *ц*). Фактически вылов, при сравнительно высокой интенсивности промысла, составляет лишь 25% от прогнозированного. Среднегодовой улов за годы рыбохозяйственного освоения водохранилища выражается в 5 тыс. *ц* (максимальный улов 8,6 тыс. *ц*). Если учесть любительский вылов, который достигает не менее половины улова промышленности, то фактическая (промысловая) рыбопродуктивность составит 8 *кг/га* вместо 22—23 *кг/га* по прогнозу.

В условиях сохранения существующего уровенного режима водохранилище сможет давать рыбопродукции не более 10 *кг/га*. В настоящее время в водохранилище лишь очень небольшое число видов малоценных рыб находят более или менее соответствующие их экологии условия для размножения. Ценные рыбы — судак, щука, лещ — испытывают ограничения в воспроизводстве своих популяций, что обусловлено недостатком нерестилищ.

В водохранилище естественных нерестилищ для фитофильных видов рыб с каждым годом становится все меньше. В результате ветровых течений и волнобоя размываются острова, отчленяются песчаными косами небольшие глухие заливы, разрушаются берега. Постепенно теряет свое значение как нерестилище биотоп затопленного кустарника из-за распада его древесины.

Создание искусственных нерестилищ на водохранилище, осуществляемое в последние годы в широких масштабах, но может восполнить недостаток в естественных нерестилищах.

Улучшение условий размножения для рыб с весенне-летним нерестом возможно только при изменении режима сработки уровня воды. В современных условиях Горьковское водохранилище имеет 3600 *га* эффективно используемых естественных нерестилищ, обеспечивающих промысловый возврат в размере 9—10 тыс. *ц* рыбы в год. В результате изменения режима работы Горьковской ГЭС в целях выполнения требований рыбного хозяйства площадь естественных нерестилищ увеличится до 8 тыс. *га*. Это повысит рыбопродуктивность водохранилища до 15—16 *кг/га*. Дополнительный эффект, выраженный величиной промыслового улова, составит 15 тыс. *ц* рыбы в год, в том числе 50% ценных видов рыб (лещ, щука, судак). В стоимостном выражении (по оптовым ценам) эффект изменения уровенного режима выразится в размере 825 тыс. руб.

Саратовское водохранилище. Формирование ихтиофауны водохранилища находится в начальной стадии. Наблюдениями Саратовского отделения ГосНИОРХа установлено, что только в год заполнения водохранилища урожайность молоди рыб была относительно высокой. После установления стабильного уровня водохранилища урожайность молоди снизилась в несколько раз. При существующем водном режиме (стабильность уровня) неизбежно дальнейшее ухудшение условий размножения вследствие сокращения нерестовых площадей. Без изменения уровенного режима рыбопродуктивность водохранилища не превысит 10—15 *кг/га*, а уловы — 25 тыс. *ц* рыбы в год.

При намечаемом изменении уровенного режима (летняя сработка на 0,7 *м*) создается 14 тыс. *га* мелководий, пригодных для естественного размножения.

При таких условиях будет обеспечено пополнение запасов рыб урожайными поколениями, увеличение рыбопродуктивности в водохранилище до 40 *кг/га*. Такая рыбопродуктивность наблюдалась в верхнем плесе Волгоградского водохранилища до строительства

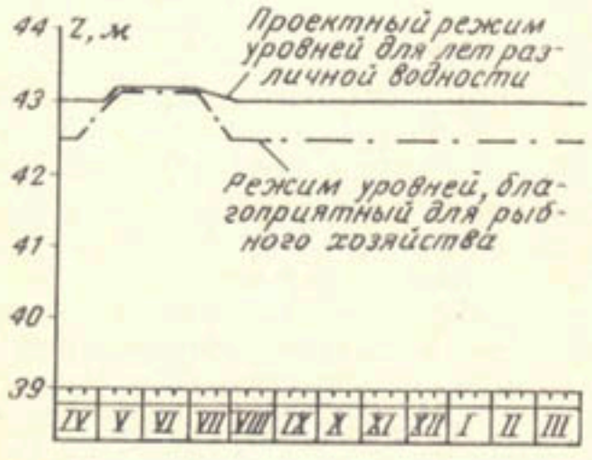


Рис. 3. Уровни Саратовского водохранилища.

Саратовской ГЭС. Повышение рыбопродуктивности с 15 до 40 *кг/га* позволит дополнительно получить 50 тыс. *ц* рыбы в год, из них 60%, или 30 тыс. *ц* за счет ценных видов рыб (лещ, судак, сом, жерех). Стоимость дополнительной продукции (в оптовых ценах) составит 3,0 млн. руб.

Воткинское водохранилище. Процесс формирования промысловой ихтиофауны в водохранилище еще не закончен. Достигнутая рыбопродуктивность (3 *кг/га*) значительно ниже потенциально возможной по кормовой базе (13 *кг/га*).

Достижение потенциальной рыбопродуктивности в значительной степени лимитируется условиями размножения (отсутствие летней сработки).

Сработка водохранилища после периода нереста на 1,0 *м* создаст на водохранилище для естественного воспроизводства дополнительную мелководную площадь порядка 6 тыс. *га*. Эффективное использование этих мелководий весенненерестящимися видами рыб обеспечит дополнительное получение 6 тыс. *ц* рыбы в год (стоимостью около 300 тыс. руб.).

Общие выводы об эффективности приспособления режима рассмотренных водохранилищ к интересам рыбного хозяйства требуют полной экономической оценки эффекта и потерь. Предварительные соображения позволяют сделать вывод о целесообразности намечаемых мероприятий, что однако не может быть распространено на водохранилища с другими соотношениями энергетических потерь и рыбохозяйственного эффекта.

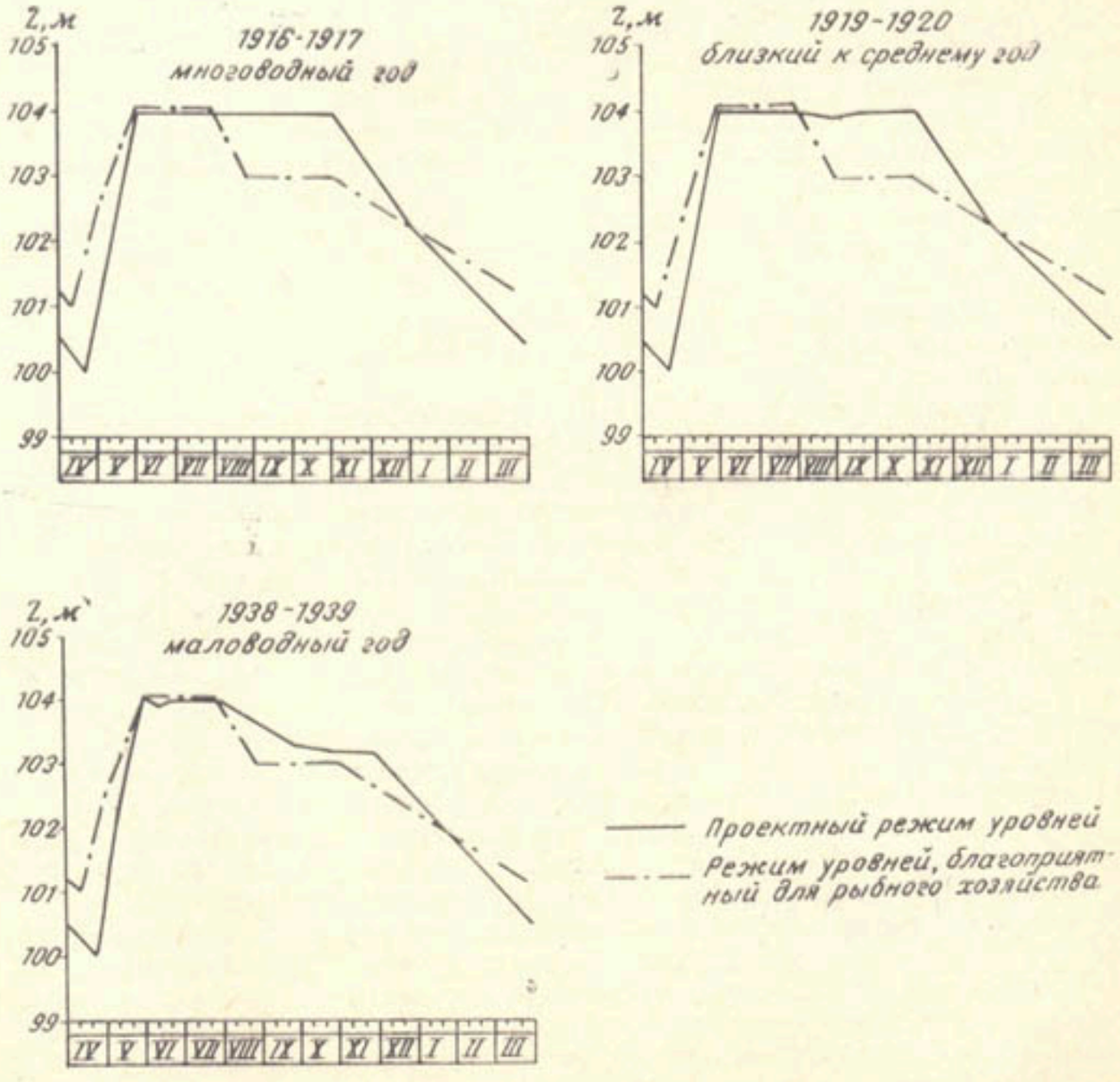


Рис. 4. Уровни Воткинского водохранилища.

УДК 626.882

Инженеры А. А. МОСКАЛЕВ,
Л. В. МИНЬКОВИЧ

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЫБОПРОПУСКНЫХ СООРУЖЕНИЙ КОМПЛЕКСНЫХ ГИДРОУЗЛОВ

Сооружение гидроузлов комплексного назначения, обеспечивающих потребности в энергии и воде различных отраслей народного хозяйства, оказывает существенное влияние на условия размножения и нагула ценных промысловых рыб — осетровых, лососевых и др. Для пропуска проходных рыб к нерестилищам в теле плотины обычно устраиваются рыбопропускные сооружения. Однако, как показала практика, эксплуатация этих сооружений в большинстве случаев не обеспечивает эффективного пропуска рыбы и носит экспериментальный характер.

Так, из 12 уже построенных рыбопропускных сооружений удовлетворительно работают только два — Волгоградский гидравлический рыбоподъемник и Ниже-Туломский рыбоход лестничного типа. Но даже эти лучшие сооружения имеют низкие эксплуатационные показатели. Например, через Волгоградский рыбоподъемник пропускается около 10% всего количества осетровых рыб, скапливающихся в нижнем бьефе гидроузла. Стоимость пропуска одной семги на Нижне-Туломском рыбоходе достигает 50—60 руб. По другим рыбопропускным сооружениям показатели еще хуже. Через Цимлянский рыбоподъемник до сих пор не наблюдается прохождения осетровых рыб. По Верхне-Туломскому рыбоходу рыба вообще не пошла.

В чем же причина низкой эффективности работы этих сооружений? Известно, что основой успешной работы рыбопропускных сооружений является обеспечение в нижнем бьефе благоприятного для привлечения рыбы гидрологического режима. В то же время режим работы проектируемых и строящихся гидроэлектростанций все больше выбирается с учетом роста пиковых нагрузок в энергосистемах. В результате этого гидродинамический режим реки в нижнем бьефе пиковых станций осложняется. Примером такой станции является строящаяся Рижская ГЭС на р. Даугаве.

Расчеты Гидропроекта показали, что в нижнем бьефе этой станции сложная гидродинамическая обстановка практически не обеспечивает необходимых условий для привлечения рыбы (сырти и лосося) в стационарное рыбопропускное сооружение. В результате переменного скоростного режима — продолжительного (до 18 час.) периода с нулевыми скоростями течения и резкого возрастания скоростей до 2—4 *м/сек* в течение 4—6 час. — строительство стационарного рыбопропускного сооружения становится нецелесообразным. Аналогичная обстановка будет наблюдаться и в нижнем бьефе Тюя-Муюнского гидроузла на р. Амударье.

Если в случае с Рижской ГЭС вопрос пропуска рыбы в верхний бьеф не снимается с повестки дня и может быть решен путем перевозки рыбы в плавучих контейнерах, то на ряде гидроузлов ставится под сомнение сама необходимость пропуска определенных видов рыб. Основанием для этих сомнений является или отсутствие нерестилищ в зоне водохранилища или (в случае их частичного сохранения) неблагоприятные условия для роста молоди и ее гибель при скате через гидроузел.

Что же является основным критерием в оценке вопроса целесообразности пропуска рыбы в верхний бьеф гидроузлов? Представляется, что в данный момент на первое место надо поставить экономическую целесообразность этого мероприятия для народного хозяйства в целом. Только в исключительных случаях можно ставить вопрос о пропуске рыбы в порядке эксперимента, руководствуясь соображениями о сохранении ге-

нетического фонда планеты. В этом плане полезно напомнить о высокой стоимости строительства рыбопропускных сооружений.

В США затраты на строительство рыбопропускного сооружения составляют в среднем 10—15% стоимости гидроузла. В Советском Союзе относительные затраты ниже, но также достаточно велики. Так, сметная стоимость рыбопропускного сооружения для строящейся Рижской ГЭС определена в 5 млн. руб., а для проектируемого Усть-Ижемского гидроузла на р. Печоре — в 16—18 млн. руб. Стоимость необходимых дополнительных сооружений для Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС достигает 18—20 млн. руб. Вложение таких значительных средств в строительство рыбопропускных сооружений целесообразно лишь при гарантии эффективности их работы.

Под эффективностью рыбопропускного сооружения можно понимать: а) эффективную работу конструкций сооружения, т. е. обеспечение пропуска максимального количества рыбы; б) обеспечение пропуска максимального количества нетравмированной и полноценной (в смысле воспроизводящей способности) рыбы; в) эффективность пропуска рыбы как мероприятия в системе воспроизводства рыбных запасов данного бассейна.

Например, рыбопропускное сооружение при проектируемом Усть-Ижемском гидроузле может быть эффективно по пункту *а*. Однако из-за ограниченной площади нерестилищ в верхнем бьефе и предполагаемого строительства вышерасположенных Усть-Войского и Покчинского гидроузлов пропуск рыбы в верхний бьеф может обеспечить промысловый возврат не более 1,5 тыс. *ц* семги в год. Получение этого количества рыбы обеспечивается семужьим рыбоводным заводом мощностью 500 тыс. шт. покатной молоди при стоимости строительства около 1,5—2,0 млн. руб., что почти в 10 раз ниже стоимости рыбопропускного сооружения. Таким образом, рыбопропускное сооружение при Усть-Ижемском гидроузле не эффективно по пункту *в*.

Работоспособность Волгоградского рыбоподъемника как сооружения доказана по пункту *а*. Однако исследования последних лет показывают, что после строительства вышерасположенной Саратовской ГЭС отпала необходимость в пропуске большого количества осетровых рыб в Волгоградское водохранилище. Из-за отсутствия необходимых нерестилищ, а также неблагоприятных условий для обитания и ската молоди целесообразность дополнительного пропуска осетровых рыб в верхний бьеф Волгоградского гидроузла ставится под сомнение.

Совершенно не изучен вопрос о влиянии пропуска рыбы в верхний бьеф гидроузлов на качество рыбы, т. е. эффективность по пункту *б*. Исследования, проведенные в Канаде на Бонневильском гидроузле, показали, что при прохождении рыбопропускного сооружения у рыбы значительно изменяются обменные процессы в организме, а при неудачных конструкциях сооружений рыба, хотя и проходит в верхний бьеф, но гибнет в результате чрезмерного накопления в крови молочной кислоты.

Мало изучены факторы воздействия на рыбу при скате через гидроузлы. При прохождении турбин гидроузла рыба (молодь) подвергается воздействию кавитации и перепада давления. На гидроузле Мак Нэри (Канада) у входной кромки лопасти турбины на мальков воздействует давление порядка 11 *кг* на 1 *см*^{2}, а через полсекунды на низовой кромке давление приближается к атмосферному. Часть мальков, проходя через турбины, попадают в места низкого давления и подвергаются воздействию «частичного вакуума». В результате этого у рыбы могут наблюдаться повреждения плавательного пузыря, а также кессонная болезнь, аналогичная кессонной болезни водолазов, но с той разницей, что острота заболевания зависит от степени вакуума и времени его воздействия. Однако эксперименты в этом направлении до настоящего времени не были проведены ни на одном из существующих в нашей стране гидроузлов.

Из сказанного можно сделать вывод, что проектированию и строительству дорогостоящих рыбопропускных сооружений в составе гидроузла должны предшествовать комплексные изыскания. Привязка типовых конструкций стационарных рыбопропускных сооружений к конкретным гидроузлам и их эффективность должны оцениваться в первую очередь с точки зрения народного хозяйства в целом (т. е. по всем пунктам *а, б, в*). Строительство заведомо ненужных стационарных рыбопропускных сооружений приводит не только к дискредитации (в принципе правильной) идеи пропуска рыбы в верхний бьеф, но и наносит существенный ущерб народному хозяйству, так как нерационально расходуются государственные средства и сокращается объем других рыбоводно-мелиоративных мероприятий, которые намечаются с учетом получения определенного эффекта от рыбопропускного сооружения.

В свете сказанного возникает вопрос, а какие же мероприятия необходимо проводить, если пропуск рыбы через стационарное рыбопропускное сооружение невозможен или нецелесообразен из-за подтопления нерестилищ?

В случае сохранения в верхнем бьефе эффективных естественных нерестилищ пропуск рыбы может осуществляться ее перевозкой в плавучих самоходных контейнерах через шлюз. Накопление рыбы в этом случае (например, в случае с Рижской ГЭС) производится значительно ниже плотины, где устраивается так называемый рыбохозяйственный створ, состоящий из электрорыбозаградителя и стационарного (или плавучего) рыбонакопителя.

Если площадь нерестилищ в верхнем бьефе незначительна и условия для обитания молоди неблагоприятны, необходимо переходить к организации управляемого рыбоводного хозяйства, основой которого является заводское разведение. Биотехника заводского разведения основных ценных проходных рыб — осетровых и атлантического лосося—в основном освоена.

Для обеспечения естественного размножения части стада необходимо большое внимание уделять мелиорации нижнего бьефа и максимально его использовать для нереста проходных рыб. Одним из путей решения этого вопроса является сооружение в нижнем бьефе нерестовых каналов по опыту Канады.

В заключение необходимо отметить, что во всех случаях исходные данные, определяющие целесообразность пропуска рыбы и эффективность того или иного рыбопропускного сооружения, должны быть получены до начала строительства гидроузла. Это позволит более обоснованно подойти к выбору параметров сооружений и в ряде случаев значительно снизить сметную стоимость строительства.

Прим. ред. Примеры противоречий между рыбохозяйственным и энергетическим режимом эксплуатации водохранилищ (Рижская ГЭС и др.) свидетельствуют о все еще недостаточном согласовании в проектах водохранилищ требований различных участников комплекса.

Раздел пятый

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ И ЭКОНОМИКА ВОДОХРАНИЛИЩ

УДК 556.18 : 336.5

Доктор технических наук Д. С. ЩАВЕЛЕВ,
инженеры Е. Г. СКВОРЦОВА,
М. П. ФЕДОРОВ

ОСНОВЫ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА

Состав участников водохозяйственного комплекса (ВХК) должен быть обоснован. Как правило, в комплекс не должны включаться отрасли, потребности которых более экономично могут быть удовлетворены вне комплекса. Тем не менее в составе комплекса могут быть четыре группы участников:

1) существующие водопотребители и водопользователи;
2) неэффективные, но обязательные участники;
3) малоэффективные участники, ухудшающие экономические показатели комплекса;
4) высокоэффективные участники.

Нет оснований при распределении затрат ВХК обеспечивать всем перечисленным участникам одинаковую экономичность. Необходимо считаться с различиями в экономических последствиях для комплекса при включении в его состав того или иного водопотребителя или водопользователя.

Расчетные затраты комплекса $З^к$ состоят из затрат по гидроузлу $З^г$ и затрат по сопутствующим сооружениям $З^с$, которые необходимы для реализации эффекта комплекса (ЛЭП, магистральный ирригационный канал и т. п.). Обозначая чертой сверху приведенные величины, подсчитанные с учетом фактора времени, можно написать

$$\overline{З}^к = \overline{З}^г + \overline{З}^с. \qquad (1)$$

В гидроузле можно выделить общие сооружения (плотина, водохранилище) и отраслевые (здание ГЭС, судоходный шлюз, водозаборные сооружения для орошения и т. п.). Соответственно можно представить затраты гидроузла как сумму затрат по его общим $З^{об}$ и отраслевым $З^{отр}$ сооружениям

$$\overline{З}^г = \overline{З}^{об} + \overline{З}^{отр}. \qquad (2)$$

Следовательно

$$\overline{З}^к = \overline{З}^{об} + \overline{З}^{отр} + \overline{З}^с. \qquad (3)$$

Приведенные затраты комплекса

$$\bar{З}^{к}=E_{н}\cdot\bar{К}^{к}+\bar{И}^{к}, \tag{4}$$

где $E_{н}$ — коэффициент сравнительной эффективности;

$\bar{К}^{к}$ — приведенные к одному году капиталовложения комплекса;

$\bar{И}^{к}$ — приведенные к установившимся ежегодные издержки комплекса.

Как известно, эффективность комплекса может определяться:

1) по коэффициенту $\alpha^{к}$ снижения расчетных затрат по сравнению с наиболее эффективными заменяемыми вариантами

$$\alpha^{к}=\frac{\bar{З}^{к}}{\Sigma\bar{З}^{зам}}\leqslant 1; \tag{5}$$

2) по коэффициенту сравнительной эффективности дополнительных капиталовложений

$$E=\frac{\Sigma\bar{И}^{зам}-\bar{И}^{к}}{\bar{К}^{к}-\Sigma\bar{К}^{зам}}\geqslant E_{н}; \tag{6}$$

3) по коэффициенту рентабельности

$$Э_{р}=\frac{\bar{Д}^{к}}{\bar{К}^{к}}\geqslant Э_{н.р.} \tag{7}$$

где индекс «зам» относится к затратам по наиболее экономичным заменяемым вариантам, обеспечивающим получение однородной продукции и в те же сроки, что и при осуществлении ВХК;

$Э_{н.р}$ — норматив рентабельности;

$\bar{Д}^{к}$ — суммарный, подсчитанный с учетом фактора времени, чистый доход, получаемый для всех участников комплекса.

Для характеристики основных положений метода дифференцированного распределения затрат ограничимся наиболее универсальным показателем α снижения расчетных затрат, имея в виду, что метод дифференцированного распределения затрат может применяться и в тех случаях, когда в качестве показателей эффективности принимаются коэффициенты E или $Э_{р}$.

Экономическая эффективность включения в комплекс какого-либо участника j определяется сравнением его выделимых затрат $\bar{З}_{j}^{выд}$ с затратами $\bar{З}_{j}^{зам}$ наиболее экономичного заменяемого варианта.

Выделимые затраты $\bar{З}_{j}^{выд}$ равны разности затрат комплекса при наличии данного участника $\bar{З}_{n}^{к}$ и без него $\bar{З}_{n-j}^{к}$:

$$\bar{З}_{j}^{выд}=\bar{З}_{n}^{к}-\bar{З}_{n-j}^{к}.$$

Для второй группы, т. е. для неэффективных участников

$$\alpha_{2}=\frac{\bar{З}^{выд}}{\bar{З}^{зам}}>1.$$

Для третьей группы (малоэффективных) участников

$$\alpha^{к}<\alpha_{3}=\frac{\bar{З}^{выд}}{\bar{З}^{зам}}<1.$$

Таким образом, участники третьей группы имеют достаточные экономичные предпосылки для включения в комплекс, так как их выделимые затраты меньше затрат заменяемого варианта, хотя включение их ухудшает экономические показатели комплекса. В результате включения

этих участников эффективность комплекса снижается, т. е. повышается коэффициент $\alpha^к$.

Метод дифференцированного распределения затрат ВХК позволяет учитывать специфику различных групп участников комплекса.

Если участники первой группы терпят ущерб от строительства ВХК, то этот ущерб включается в затраты комплекса. Если же получают выгоды, то их надо включить в одну из других трех групп. На неэффективных, но обязательных участников второй группы рекомендуется относить часть затрат ВХК, равную затратам по наиболее экономичным заменяемым вариантам.

На малоэффективных участников (третья группа) необходимо относить их выделимые капиталовложения $\Sigma \bar{К}_3 = \Sigma \bar{К}_3^{выд}$ и выделимые ежегодные издержки

$$\Sigma \bar{И}_3 = \Sigma \bar{И}_3^{выд}.$$

Оставшиеся капиталовложения комплекса

$$\bar{К}^к_{ост} = К^к - \Sigma \bar{К}_2 - \Sigma \bar{К}_3. \tag{8}$$

и ежегодные издержки

$$\bar{И}^к_{ост} = \bar{И}^к - \Sigma \bar{И}_2 - \Sigma \bar{И}_3 \tag{9}$$

могут быть разделены между высокоэффективными участниками комплекса по условию равной экономичности.

Если все участники комплекса достаточно эффективны, то условие равной экономичности может быть распространено на всех участников.

Если в четвертой группе остается один главный участник, то метод дифференцированного распределения затрат превращается в известный метод ведущего компонента, к которому относятся $\bar{К}^к_{ост}$ и $\bar{И}^к_{ост}$.

Рассмотрим распределение оставшихся затрат комплекса в общем случае, когда в четвертой группе имеется несколько участников.

Оставшиеся для распределения затраты равны

$$\bar{З}^к_{ост} = Е_н \bar{К}^к_{ост} + \bar{И}^к_{ост}. \tag{10}$$

Будем для каждого участника i этой группы обеспечивать одинаковый коэффициент снижения расчетных затрат α_i. Это условие записывается в таком виде

$$\alpha_i = \frac{\bar{З}_i}{\bar{З}_i^{зам}} = \alpha^к_{ост} = \frac{\bar{З}^к_{ост}}{\Sigma \bar{З}^{зам}}. \tag{11}$$

В качестве второго условия целесообразно принять отраслевое распределение ежегодных издержек. При полном отраслевом распределении издержек на участника i относятся полные издержки по его сопутствующему сооружению $\bar{И}_i^с$, полные издержки по его отраслевому сооружению $\bar{И}_i^{отр}$ и часть общих издержек гидроузла $\bar{И}_i^{об}$, пропорциональная относимым на этого участника капиталовложениям по общим сооружениям гидроузла

$$\bar{И}_i^{об} = р\bar{К}_i^{об}. \tag{12}$$

Коэффициент пропорциональности принимается одинаковым для всех участников четвертой группы. При этом относимые издержки будут равны

$$\bar{И}_i = \bar{И}_i^{об} + \bar{И}_i^{отр} + р\bar{К}_i^{об}. \tag{13}$$

Совместное решение уравнений (11), (12), (13) позволит определить относимые капиталовложения и ежегодные издержки.

Например, относимые капиталовложения по общим сооружениям гидроузла получаются равными

$$\bar{К}_i^{об} = \frac{a_{ост}^{к} \bar{З}_i^{зам} - \bar{З}_i^{отр} - \bar{З}_i^{с}}{E_н + p}. \qquad (14)$$

Относимые капиталовложения гидроузла

$$\bar{К}_i^{г} = \bar{К}_i^{об} + \bar{К}_i^{отр} \qquad (15)$$

и комплекса

$$\bar{К}_i^{к} = \bar{К}_i^{г} + \bar{К}_i^{с}. \qquad (16)$$

Довольно часто получается, что $\bar{К}_i^{об} < 0$. Это значит, что относимые капиталовложения гидроузла $\bar{К}_i^{г}$ оказываются меньше капиталовложений по отраслевому сооружению $\bar{К}^{отр}$, например, по шлюзу. При этом будет нарушен и принцип полного отраслевого распределения издержек.

Более практичным оказывается принцип частичного отраслевого распределения издержек, согласно которому на участника i относятся полные издержки по сопутствующему сооружению $И_i^{с}$, прямые расходы по эксплуатации отраслевого сооружения $\bar{И}_i^{пр}$ и остальные издержки гидроузла, пропорционально относимым капиталовложениям гидроузла

$$\bar{И}_i = \bar{И}_i^{с} + \bar{И}_i^{пр} + p_г \bar{К}_i^{г}. \qquad (17)$$

Коэффициент пропорциональности принимается одинаковым для всех участников четвертой группы.

Из условий (11) и (17) получаем относимые капиталовложения гидроузла

$$\bar{К}_i^{г} = \frac{a_{ост}^{к} \bar{З}_i^{зам} - \bar{И}_i^{пр} - \bar{З}_i^{с}}{E_н + p_г} \qquad (18)$$

и относимые капиталовложения комплекса

$$\bar{К}_i^{к} = \bar{К}_i^{г} + \bar{К}_i^{с}.$$

Применение принципов полного или частичного отраслевого распределения издержек дает примерно одинаковые издержки, но первый принцип довольно часто может оказаться нарушенным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Щавелев Д. С., Скворцова Е. Г., Федоров М. П., Определение технико-экономических показателей гидроэлектростанций при комплексном использовании водных ресурсов, «Энергетика», 1969, № 5.

УДК 556.18 : 336.5

Инженер М. Н. МАРМЕР

О МЕТОДАХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ МЕЖДУ УЧАСТНИКАМИ КОМПЛЕКСНОГО СООРУЖЕНИЯ

Хозяйственная реформа, требующая четких хозрасчетных отношений между отдельными хозяйственными организациями, поставила перед планирующими органами вопрос о долевом участии заинтересованных ведомств в финансировании строительства комплексных сооружений с учетом их интересов в эксплуатации. В связи с этим на проектные организации возлагается задача при проектировании подобных объектов давать также проект распределения комплексных капиталовложений.

Особенно актуальной эта задача является для проектировщиков крупных гидроузлов, которые в большинстве случаев представляют собой комплекс сооружений, призванный служить потребностям нескольких отраслей народного хозяйства (энергетика, водный транспорт, рыбное хозяйство, ирригация и др.). Имеющиеся инструктивные материалы по методике распределения капиталовложений между участниками комплекса дают различные рекомендации.

В качестве конкретной основы для проверки и сравнения рекомендуемых методов распределения капиталовложений принимаем следующие данные из примера расчетов, приведенного в приложении № 28 «Основных положений по экономическим расчетам гидроэлектростанций» (Гидропроект, 1966 г.). При этом принимаем, что состав участников комплекса экономически обоснован (табл. 1), а $\varepsilon_н = 0{,}1$.

Таблица 1

Капиталовложения	Вариант гидроузла			Заменяемый вариант		
	К	И	З	К	И	З
Комплексные, млн. руб.	868,0	6,1	92,9	—	—	—
Сопутствующие:						
Энергетика	15,8	0,7	2,3	389,3	51,9	90,8
Водный транспорт	13,9	6,1	7,5	21,7	6,4	8,6
Рыбное хозяйство	5,6	4,02	4,65	9,5	4,6	5,5
Сельское хозяйство	215,5	6,3	27,9	393,1	16,7	56,0
Итого сопутствующие	250,8	17,12	42,2	—	—	—
Всего:	1118,8	23,22	135,1	813,6	79,6	160,9

$$T = \frac{1118{,}8 - 813{,}6}{79{,}6 - 23{,}22} = \frac{305{,}2}{56{,}38} = 5{,}4 \text{ г};$$

$$\varepsilon = \frac{1}{5{,}4} = 0{,}185.$$

Рассмотрим по порядку имеющиеся рекомендации.

Проект «Инструкции по распределению затрат на строительство ГЭС между заинтересованными отраслями народного хозяйства», подготовленный Гидропроектом в 1965 г., рекомендовал следующие два способа.

Определяется коэффициент снижения суммы расчетных затрат по гидроузлу $З^{г}$ и сопутствующим мероприятиям $\Sigma З^{с}_{х}$ по сравнению с суммой расчетных затрат по заменяемым или альтернативным вариан-

там $\Sigma З^{А}_{X}$. На него множатся расчетные затраты по каждому альтернативному варианту:

$$\frac{З^{Г} + \Sigma З^{С}_{X}}{\Sigma З^{А}_{X}} = \alpha;$$

$$З^{Г}_{X} + З^{С}_{X} = \alpha З^{А}_{X}.$$

Участие каждой отрасли в капиталовложениях и ежегодных издержках по комплексу определяется по следующим формулам:

$$К^{Г}_{X} = \frac{З^{Г}_{X}}{З^{Г}} \cdot К^{Г};$$

$$И^{Г}_{X} = \frac{З^{Г}_{X}}{З^{Г}} \cdot И^{Г}.$$

Описанный метод аналогичен с определением доли каждой отрасли в сумме расчетных затрат по альтернативным вариантам (второй способ).

Расчеты, выполненные указанным способом на принятом в основу числовом примере, приводятся в табл. 2.

Таблица 2

Участники ВХК	$К^{г}_{х} + К^{с}_{х}$	$И^{г}_{х} + И^{с}_{х}$	$З^{г}_{х} + З^{с}_{х}$	$Т_{х}$
Энергетика	633,2	13,0	76,3	6,3
Водный транспорт	59,5	1,2	7,2	7,3
Рыбное хозяйство	38,1	0,8	4,6	7,5
Сельское хозяйство	388,0	8,2	47,0	абс. эффект
Всего по комплексу	1118,8	23,2	135,1	5,4

Указанным способом распределения комплексных затрат до последнего времени пользовались Госплан и Госстрой СССР.

В «Основных положениях» 1966 г. институт «Гидропроект» рекомендовал следующие методы распределения затрат:

$$К^{Г}_{X} + К^{С}_{X} = \alpha К^{А}_{X} + Т_{н}(\alpha - \gamma) З^{А}_{X};$$

$$И^{Г}_{X} + И^{С}_{X} = \gamma И^{А}_{X},$$

где $$\alpha = \frac{З^{Г} + \Sigma З^{С}_{X}}{\Sigma З^{А}_{X}}; \quad \gamma = \frac{И^{Г} + \Sigma И^{С}_{X}}{\Sigma И^{А}_{X}}.$$

Распределение затрат, выполненное по этому методу, приводится в табл. 3.

Так как рассмотренные методы распределения комплексных затрат дают разные для отдельных участников комплекса сроки окупаемости

Таблица 3

Участники ВХК	$К^{г}_{х} + К^{с}_{х}$	$И^{г}_{х} + И^{с}_{х}$	$З^{г}_{х} + З^{с}_{х}$	$Т_{х}$
Энергетика	611,0	15,2	76,3	6,0
Водный транспорт	53,0	1,9	7,2	6,9
Рыбное хозяйство	33,0	1,3	4,6	7,1
Сельское хозяйство	421,8	4,8	47,0	2,36
Всего по комплексу	1118,8	23,2	135,1	5,4

T_x или коэффициенты эффективности ε_x дополнительных капиталовложений, то «Основные положения» 1966 г. рекомендовали следующий метод, обеспечивающий одинаковые показатели T_x и ε_x:

$$К_X^г + К_X^с = \frac{(\varepsilon_г - \alpha\varepsilon_н)\, К_X^А + (1-\alpha)\, И_X^А}{\varepsilon_г - \varepsilon_н};$$

$$И_X^г + И_X^с = \alpha З_X^А - \varepsilon_н (К_X^г + К_X^с),$$

где

$$\alpha = \frac{З^г + \Sigma\, З_X^с}{\Sigma\, З_X^А}.$$

Результаты расчетов по этому методу приводятся в табл. 4.

При оценке этого метода, как и предыдущих, необходимо отметить, что предлагаемое распределение ежегодных издержек между отдельны-

Таблица 4

Участники ВХК	$К_x^г + К_x^с$	$И_x^г + И_x^с$	$З_x^г + З_x^с$	T_x
Энергетика	562,1	19,94	76,3	5,4
Водный транспорт	38,0	3,4	7,2	5,4
Рыбное хозяйство	18,9	2,8	4,6	5,2
Сельское хозяйство	499,8	—3,0	47,0	5,45
Всего по комплексу	1118,8	23,2	135,1	5,4

ми участниками комплекса находится в явном противоречии с реальными условиями образования издержек отдельных участников в процессе эксплуатации (табл. 5).

Таблица 5

Участники ВХК	$И_x^г + И_x^с$	В том числе	
		$И_x^с$	$\Delta И_x^г$
Энергетика	19,94	0,7	19,24
Водный транспорт	3,4	6,1	—2,7
Рыбное хозяйство	2,8	4,02	—1,22
Сельское хозяйство	—3,0	6,3	—9,3
Всего по комплексу	23,2	17,1	6,1

Таким образом, энергетика в качестве участника комплекса вынуждена взять на себя не только все ежегодные издержки по гидроузлу, но и значительную часть издержек других участников комплекса по их сопутствующим мероприятиям, а по сельскому хозяйству не только не покрываются сопутствующие издержки, но сверх того имеется дотация ежегодно по 3,0 млн. руб. Такое искусственное распределение ежегодных издержек влечет за собой соответственно искаженное распределение капиталовложений — заниженное для энергетики и завышенное — для остальных.

Заметное отступление от реальных условий образования ежегодных издержек у каждого из участников комплекса в процессе эксплуатации имеет место и в рассмотренных ранее трех способах распределения затрат. Между тем положенный в их основу безусловно правильный принцип одинаковой для всех степени снижения расчетных затрат позволяет

придерживаться для каждого из участников реальных условий образования эксплуатационных издержек без нарушения основного принципа распределения затрат — одинаковой выгоды для участников комплекса.

К этому в значительной мере приближается в своих методологических изысканиях проф. Д. С. Щавелев в статье «О распределении затрат водохозяйственного комплекса» («Гидротехническое строительство», № 10, 1969 г.). Автор статьи предлагает два способа распределения затрат.

В основу первого способа положены:

а) одинаковая степень снижения расчетных затрат по сравнению с заменяемыми затратами

$$\frac{З^{Г} + \Sigma З_{X}^{С}}{\Sigma З_{X}^{А}} = a = \frac{З_{X}^{Г}}{З_{X}^{А}};$$

б) одинаковая степень снижения расчетных затрат на 1 руб. дополнительных капиталовложений

$$\frac{\Sigma З_{X}^{А} - (З^{Г} + \Sigma З_{X}^{С})}{(К_{X}^{Г} + К_{X}^{С}) - \Sigma К_{X}^{А}} = \frac{З_{X}^{А} - З_{X}^{Г}}{К_{X}^{Г} - К_{X}^{А}}.$$

Результаты расчета, выполненного по указанному способу, приведены в табл. 6.

Таблица 6

Участники ВХК	$К_{x}^{г} + К_{x}^{с}$	$И_{x}^{г} + И_{x}^{с}$	$З_{x}^{г} + З_{x}^{с}$	$Т_{x}$
Энергетика	561,3	20,2	76,3	5,4
Водный транспорт	38,3	3,4	7,2	5,5
Рыбное хозяйство	20,1	2,6	4,6	5,3
Энергетика	499,1	—3,0	47,0	5,4
Всего по комплексу	1118,8	23,2	135,1	5,4

По второму способу производится предварительное расчленение всех издержек по гидроузлу на прямые издержки каждого участника комплекса (ГЭС, шлюза и т. п.) и на издержки по эксплуатации комплексных сооружений (плотины, водослива, водохранилища и т. п.). Последние распределяются между всеми участниками по коэффициенту

$$р_{Г} = \frac{И^{Г} - \Sigma И_{X}^{п}}{К^{Г}},$$

помноженному на $К_{X}^{Г}$.

Величина капиталовложений, приходящаяся на каждого участника, определяется по формуле

$$К_{X}^{Г} = \frac{З_{X}^{Г} - И_{X}^{п}}{{}^{г}_{н} + р_{Г}}.$$

Распределение затрат, выполненное по этому способу, приводит к следующим результатам (табл. 7).

Для водного транспорта и рыбного хозяйства капиталовложения и ежегодные издержки приняты в размере затрат по сопутствующим мероприятиям, так как и в этом случае исчерпываются их расчетные затраты, полученные после принятого для всех участников снижения расчетных затрат по заменяемому варианту

$$З_{X}^{С} \geqslant a З_{X}^{А}.$$

Таблица 7

Участники ВХК	$К^{г}_{х} + К^{с}_{х}$	$И^{г}_{х} + И^{с}_{х}$	$З^{г}_{х} + З^{с}_{х}$	$Т_{х}$
Энергетика	700,8	5,9	76,0	6,8
Водный транспорт	13,9	6,1	7,5	абс. эффект
Рыбное хозяйство	5,6	4,0	4,6	абс. эффект
Сельское хозяйство	398,5	7,2	47,0	0,6
Всего по комплексу	1118,8	23,2	135,1	5,4

В отличие от других компонентов водный транспорт и рыбное хозяйство не могут быть исключены из состава участников комплекса независимо от показателей их эффективности в комплексе.

Анализируя рассмотренные методы распределения комплексных затрат, следует отметить, что все они имеют в своем основании принцип одинаковой степени снижения расчетных затрат, т. е. одинаковой выгоды для всех участников комплекса. В двух случаях (методы 3 и 4) это сочетается с одинаковой эффективностью (равным сроком окупаемости дополнительных капиталовложений).

К методу 4 (первый способ проф. Д. С. Щавелева) полностью относится замечание, сделанное по поводу ежегодных издержек, полученных по методу 3. Оба указанных метода в своем стремлении достигнуть одинакового срока окупаемости дополнительных капиталовложений для всех участников комплекса приводят к искажению расчетных величин ежегодных издержек, что делает их несоответствующими реальным условиям эксплуатации.

Если же расчеты вести по одному лишь принципу одинаковой степени снижения расчетных затрат, то можно их значительно упростить в сравнении с ходом расчетов по методам 1, 2, 5.

Отправляясь от

$$\frac{З^{А}_{Х}}{\Sigma З^{А}_{Х}} = \gamma_{х}; \quad З^{г}_{Х} + З^{с}_{Х} = \gamma_{х}(З^{г} + \Sigma З^{с}_{Х}),$$

находим

$$И^{г}_{Х} = И^{п}_{Х} + И^{к}_{Х},$$

где $И^{п}_{Х}$ — прямые ежегодные издержки каждого участника комплекса по проектным данным;

$И^{к}_{Х}$ — доля каждого участника в ежегодных издержках по эксплуатации комплексной части гидроузла, равная

$$\gamma_{х}(И^{г} - \Sigma И^{п}_{Х}).$$

Найдя таким образом сумму всех издержек, приходящихся на каждого участника комплекса $(И^{п}_{Х} + И^{к}_{Х} + И^{с}_{Х})$, получаем и вторую искомую величину $(К^{г}_{Х} + К^{с}_{Х})$ по формуле

$$\frac{З^{г}_{Х} + З^{с}_{Х} - (И^{п}_{Х} + И^{к}_{Х} + И^{с}_{Х})}{е_{н}} = К^{г}_{Х} + К^{с}_{Х},$$

откуда, вычитая $К^{с}_{х}$, находим $К^{г}_{х}$ — долю каждого участника комплекса в общей сумме капиталовложений по гидроузлу.

Результаты расчетов, выполненных изложенным способом, представлены в табл. 8.

Как и в расчетах по методу 5, капиталовложения и ежегодные издержки по водному транспорту и рыбному хозяйству приняты в размере затрат по сопутствующим мероприятиям.

Таблица 8

Участники ВХК	$К^{г}_{х} + К^{с}_{х}$	$И^{г}_{х} + И^{с}_{х}$	$З^{г}_{х} + З^{с}_{х}$	$Т_{х}$
Энергетика	704,8	5,5	76,0	6,8
Водный транспорт	13,9	6,1	7,5	абс. эффект
Рыбное хозяйство	5,6	4,0	4,6	абс. эффект
Сельское хозяйство	394,5	7,6	47,0	0,13
Всего по комплексу	1118,8	23,2	135,1	5,4

Распределение комплексных капиталовложений по методу их одинаковой рентабельности для каждого участника комплекса, рекомендуемому проектом «Основных положений» 1971 г., не рассматривается по основаниям, изложенным в статье М. Н. Мармера и Н. М. Черного «К методике расчетов экономической эффективности капиталовложений» (см. раздел I настоящего сборника).

УДК 338:621.22

Кандидат технических наук Л. Г. ГОРУЛЕВА,
инженеры Т. Е. КРАСИЛЬНИКОВА,
С. С. СУПРУН, кандидат технических наук
Б. Л. ЭРЛИХМАН, инженер Э. А. ЯНОВСКАЯ

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ЗАТРАТ

До последнего времени гидроэнергетическое строительство в СССР было ведущим компонентом в комплексном использовании водных ресурсов. Оно осуществлялось с учетом одновременного или последующего комплексного использования стока (развитие ирригации, транспортной реконструкции рек, уменьшения угрозы или полного предотвращения катастрофических наводнений и др.).

Эффект проектируемых гидроэлектростанций, степень регулирования и использования стока, очередность сооружения — все это существенно зависит от возможности комплексного использования водных ресурсов.

К настоящему времени около 30% электроэнергии вырабатывается гидроузлами, имеющими комплексное значение. Действующие и строящиеся гидроэлектростанции за счет водохранилищ обеспечивают возможность орошения на площади свыше 10 млн. *га* и дополнительного обводнения на площади 17 млн. *га*, и защиты от наводнений свыше 500 тыс. *га*. Уже сейчас на базе гидроузлов и водохранилищ действующих гидроэлектростанций орошается около 1,6 млн. *га* земель и эксплуатируется около 5000 *км* глубоководных речных путей с обеспеченными глубинами от 3,2 до 4 *м*.

Многоотраслевой эффект оправдывает отнесение части затрат по гидроузлам и водохранилищам на соответствующих участников комплекса.

Капитальные затраты по комплексу сооружений Волжско-Камского и Днепровского каскадов, не относимые на энергетику, составляют около 15% всех затрат по каскаду. По отдельным гидроузлам доля комплексных затрат достигает половины общих капиталовложений.

В настоящее время не существует утвержденных директивных указаний о распределении затрат между участниками водохозяйственного комплекса; распределение это производится **не в соответствии с экономическим эффектом, а по ведомственному признаку.**

Это можно продемонстрировать на примере ряда существующих гидроузлов (табл. 1 и 2), где дано распределение фактических затрат

Таблица 1

Комплекс	Отнесено затрат (%) на:		
	Минэнерго	Министерство речного флота	Прочие министерства и ведомства
Куйбышевский	57	15	28
Волгоградский	56	13	31
Камский	39	27	34
Горьковский	61	18	21
Павловский	56	22	22
Кременчугский	64	10	26
Цимлянский	74	—	26
Бухтарминский	78	—	22
Мингечаурский	65	9	26
Череповецкий	14	86	—

Таблица 2

Гидроузел	Затраты на энергетику (%) к сметной стоимости (без стройбаз и жилья)		Себестоимость энергии, *коп/квтч*	
	по проекту	фактически	по проекту	фактически
Цимлянский	24	52	0,18	0,35 ÷ 0,4
Мингечаурский	37	65,3	0,16	0,16 ÷ 0,26
Днепродзержинский	40	53,5	0,17	0,18 ÷ 0,25
Каховский	62	26/62*	0,28	0,14
Новосибирский	62	77	0,098	0,11 ÷ 0,13
Бухтарминский	68	78	0,07	0,08 ÷ 0,09
Усть-Каменогорский	57	75	0,07	0,06 ÷ 0,08
Павловский	55	89	0,13	0,2 ÷ 0,27

* В числителе — без учета водохранилища.

согласно актам государственных комиссий по приемке сооружений в эксплуатацию. Таблицы иллюстрируют отнесение фондов, в том числе в стройбазы и жилстроительство по ведомственной принадлежности, причем на энергетику отнесена большая часть затрат. Отнесение комплексных затрат на энергетику сильно удорожает стоимость энергии по сравнению с проектом гидроэлектростанций.

Затраты на строительство гидроузлов комплексного назначения должны быть распределены между участниками водохозяйственного комплекса (ВХК) для решения следующих практических задач:

1) установления экономической эффективности ВХК для отраслей-участников и правильного экономического соотношения между затратами и получаемым эффектом;

2) хозяйственного расчета в условиях эксплуатации и установления экономических показателей продукции отраслей-участников;

3) подготовки данных для составления плана капитального строительства.

Рассмотрение эффективности строительства гидроузлов при различной доле отнесения комплексных затрат на энергетику (рис. 1) показало,

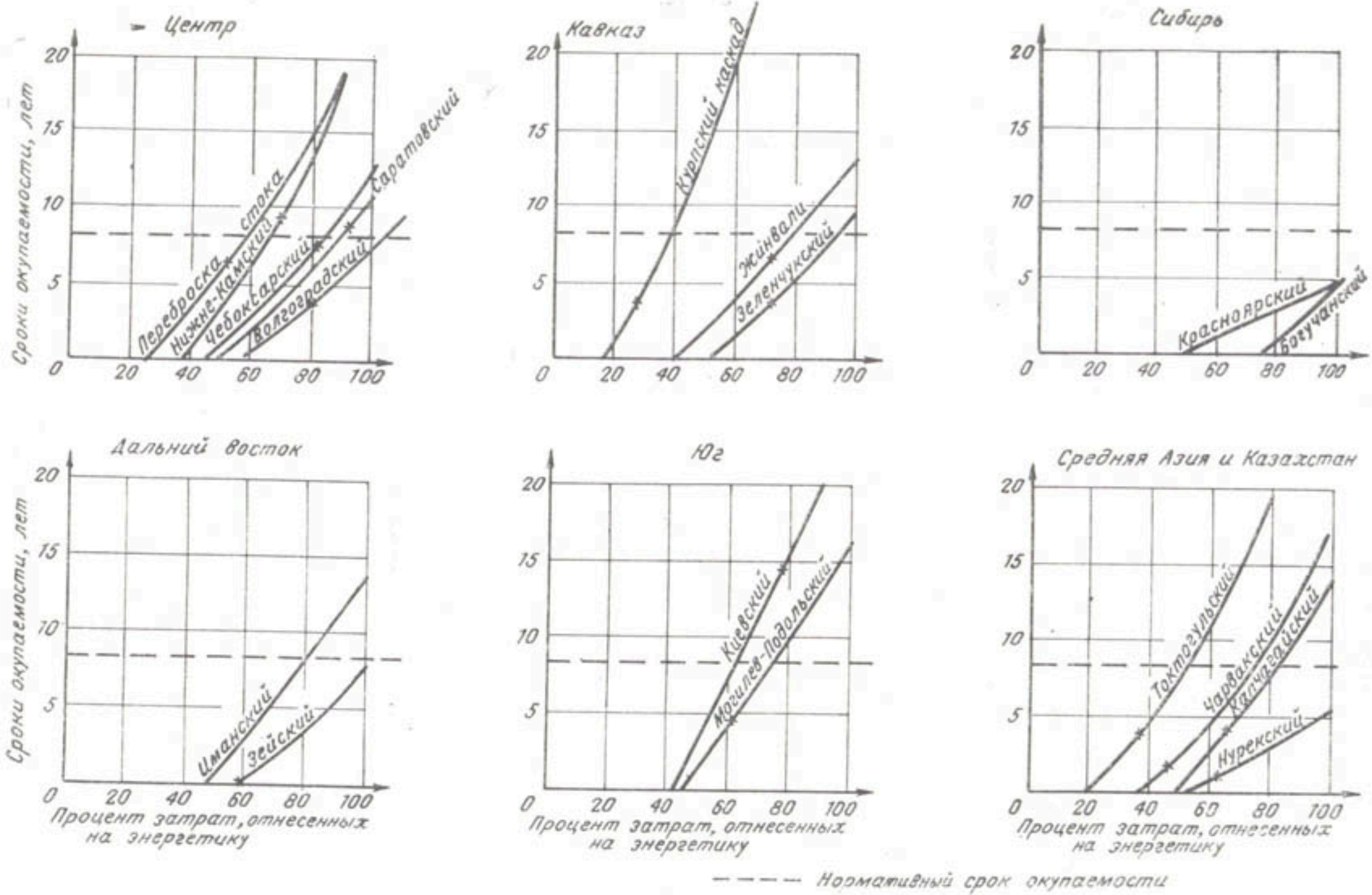


Рис. 1. Зависимость сроков окупаемости гидроузла от доли затрат, относимых на энергетику.

что лишь для незначительного количества высокоэффективных гидроузлов с ведущим значением одного участника комплекса (таких, как Богучанский, Волгоградский, Красноярский, Нурекский, Зейский) отнесение всех затрат на ведущую отрасль не исключает экономичности строительства гидроузла.

Для большинства же гидроузлов резкое увеличение доли затрат, относимых на энергетику (проектная доля затрат, относимых на энергетику, показана на графиках крестиком), приводит к неэффективности ряда объектов. Такие сооружения, как Курпский каскад и Токтогульский комплексный гидроузел, становятся неэффективными уже при отнесении на них более 50% затрат по комплексу, Нижне-Камский и Киевский становятся неэффективными при отнесении на них 70% комплексных затрат и т. д.

Без распределения комплексных затрат строительство гидроузлов только для энергетики становится нецелесообразным. Это не только уменьшает гидроэнергетический потенциал, но и делает невозможным осуществление гидроузла для ирригации и других участников комплекса.

Основные принципы определения экономической эффективности комплекса и распределения затрат разработаны в нашей литературе и методической практике. В основу методических рекомендаций последних лет положен одинаковый экономический эффект каждого участника водохозяйственного комплекса (ВХК) и комплекса в целом. Подобные предложения изложены в работах Т. Л. Золотарева, Д. Т. Зузика, В. П. Захарова, А. А. Бесчинского, М. П. Фельдмана, Д. С. Щавелева, Е. А. Елохина и др. [Л. 1, 2, 3, 4]. Вносятся также предложения о распределении затрат, основанные на принципе рентабельности.

Изучение предложенных методов и анализ их применимости к объектам различной структуры показали, что при сохранении указанного принципа одинаковой эффективности участников комплекса в практическую схему расчетов должны быть введены дополнительные рекомендации.

Распределение затрат наиболее целесообразно реализовать по формуле **одинакового снижения расчетных затрат** для всех компонентов комплекса по сравнению с заменяемыми затратами

$$\alpha = \frac{З_г + \Sigma З_i}{\Sigma З_i^А} = \text{const}, \qquad (1)$$

где $З^* = \varepsilon_н К + и$ — расчетные затраты;

$К$ и $и$ — соответственно капиталовложения и ежегодные издержки;

$\varepsilon_н$ — нормативный коэффициент эффективности;

$З_г$, $З_i$, $З_i^А$ — соответственно расчетные затраты по ВХК, сопутствующим и заменяющим мероприятиям.

Возможно использование принципа **одинакового коэффициента эффективности** для всех участников ВХК

$$\varepsilon_г = \frac{\Sigma и_i^А - и_г - \Sigma и_i}{К_г + \Sigma К_i - \Sigma К_i^А} = \text{const}, \qquad (2)$$

где $\varepsilon_г$ — коэффициент эффективности для данного ВХК;

$К_г$, $К_i$, $К_i^А$ — капиталовложения по ВХК, сопутствующим и заменяющим мероприятиям;

$и_г$, $и_i$, $и_i^А$ — соответствующие ежегодные издержки.

При этом должна обеспечиваться пропорциональность распределения капиталовложений и ежегодных издержек.

---

* При длительном сроке строительства и освоения затраты исчисляются как приведенные, т. е. с учетом фактора времени.

Последнее условие необходимо ввиду того, что **одинаковое** значение ε и α для участников ВХК может быть обеспечено при **разных** соотношениях распределяемых капиталовложений и издержек.

Это соотношение может быть выражено формулой

$$\omega = \frac{и_i^{\Gamma} - и_i^{пр}}{К_i^{\Gamma}} = \frac{и_{\Gamma}}{К_{\Gamma}}, \tag{3}$$

где $и_i^{пр}$ — прямые отраслевые ежегодные издержки той или иной отрасли-участника комплекса.

Авторами проведен анализ распределения комплексных затрат для большого числа гидроузлов. Для этой цели привлечены помимо изложенных методов и другие, опубликованные в проектной практике и литературе предложения. Они основаны на различном комбинировании соотношений между распределяемыми капиталовложениями и издержками.

Так, в литературе предложено сохранение **пропорциональности распределяемых капиталовложений** для ВХК и компонента i

$$\beta = \frac{К_i^{\Gamma} + К_i}{К_i^{А}} = \frac{К_{\Gamma} + \Sigma К_i}{\Sigma К_i^{А}} \tag{4}$$

или **пропорциональности ежегодных издержек**

$$\gamma = \frac{и_i^{\Gamma} + и_i}{и_i^{А}} = \frac{и_{\Gamma} + \Sigma и_i}{\Sigma и_i^{А}}. \tag{5}$$

Указанные условия дополняются следующим соотношением К и и

$$\omega' = \frac{и_i^{\Gamma} + и_i}{К_i^{\Gamma} + К_i} = \frac{и_{\Gamma} + \Sigma и_i}{К_{\Gamma} + \Sigma К_i}. \tag{6}$$

Различное сочетание приведенных условий приводит к большому числу способов распределения затрат (табл. 3).

Таблица 3

Сочетание принципов расчета	Распределяемые капиталовложения	Распределяемые издержки
$\varepsilon\,\beta$	$К_i^{\Gamma} = \beta К_i^{А} - К_i$	$и_i^{\Gamma} = и_i^{А} - \varepsilon_{\Gamma}(\beta - 1) К_i^{А} - и_i$
$\varepsilon\,\gamma$	$К_i^{\Gamma} = К_i^{А} + \frac{и_i^{А}(1-\gamma)}{\varepsilon_{\Gamma}} - К_i$	$и_i^{\Gamma} = \gamma и_i^{А} - и_i$
$\varepsilon\,\omega$	$К_i^{\Gamma} = \frac{\varepsilon_{\Gamma}(К_i^{А} - К_i) + и_i^{А} - и_i}{\varepsilon_{\Gamma} + \omega}$	$и_i^{\Gamma} = \omega К_i^{\Gamma}$
$\varepsilon\,\alpha$	$К_i^{\Gamma} = \frac{(\varepsilon_{\Gamma} - \alpha\varepsilon_{Н}) К_i^{А} + (1-\alpha) и_i^{А}}{\varepsilon_{\Gamma} - \varepsilon_{Н}} - К_i$	$и_i^{\Gamma} = \alpha З_i^{А} - \varepsilon_{Н}(К_i^{\Gamma} + К_i) - и_i$
$\alpha\,\beta$	$К_i^{\Gamma} = \beta К_i^{А} - К_i$	$и_i^{\Gamma} = \alpha и_i^{А} - (\beta - \alpha)\varepsilon_{Н} К_i^{А} - и_i$
$\alpha\,\gamma$	$К_i^{\Gamma} = \alpha К_i^{А} + (\alpha - \gamma)\frac{1}{\varepsilon_{Н}} и_i^{А} - К_i$	$и_i^{\Gamma} = \gamma и_i^{А} - и_i$
$\alpha\,\omega$	$К_i^{\Gamma} = \frac{\alpha З_i^{А} - З_i}{\varepsilon_{Н} + \omega} = \frac{\alpha(и_i^{А} + \varepsilon_{Н} К_i^{А}) - (и_i + \varepsilon_{Н} К_i)}{\varepsilon_{Н} + \omega}$	$и_i^{\Gamma} = \omega К_i^{\Gamma}$
$\alpha\,\omega'$	$К_i^{\Gamma} = \frac{\alpha З_i^{А}}{\varepsilon_{Н} + \omega'} = \frac{\alpha(и_i^{А} + \varepsilon_{Н} К_i^{А})}{\varepsilon_{Н} + \omega'}$	$и_i^{\Gamma} = \omega'(К_i^{\Gamma} + К_i) - и_i$

Для определения применимости различных методов распределения затрат к водохозяйственным комплексам различной структуры были произведены расчеты по указанным выше методам распределения затрат для 18 существующих, строящихся и проектируемых гидроузлов, представляющих собой типичные группы объектов для различных районов страны. Результаты распределения, выраженные в процентах от суммы затрат по ВХК, показаны на рис. 2 и 3 для некоторых из рассматри-

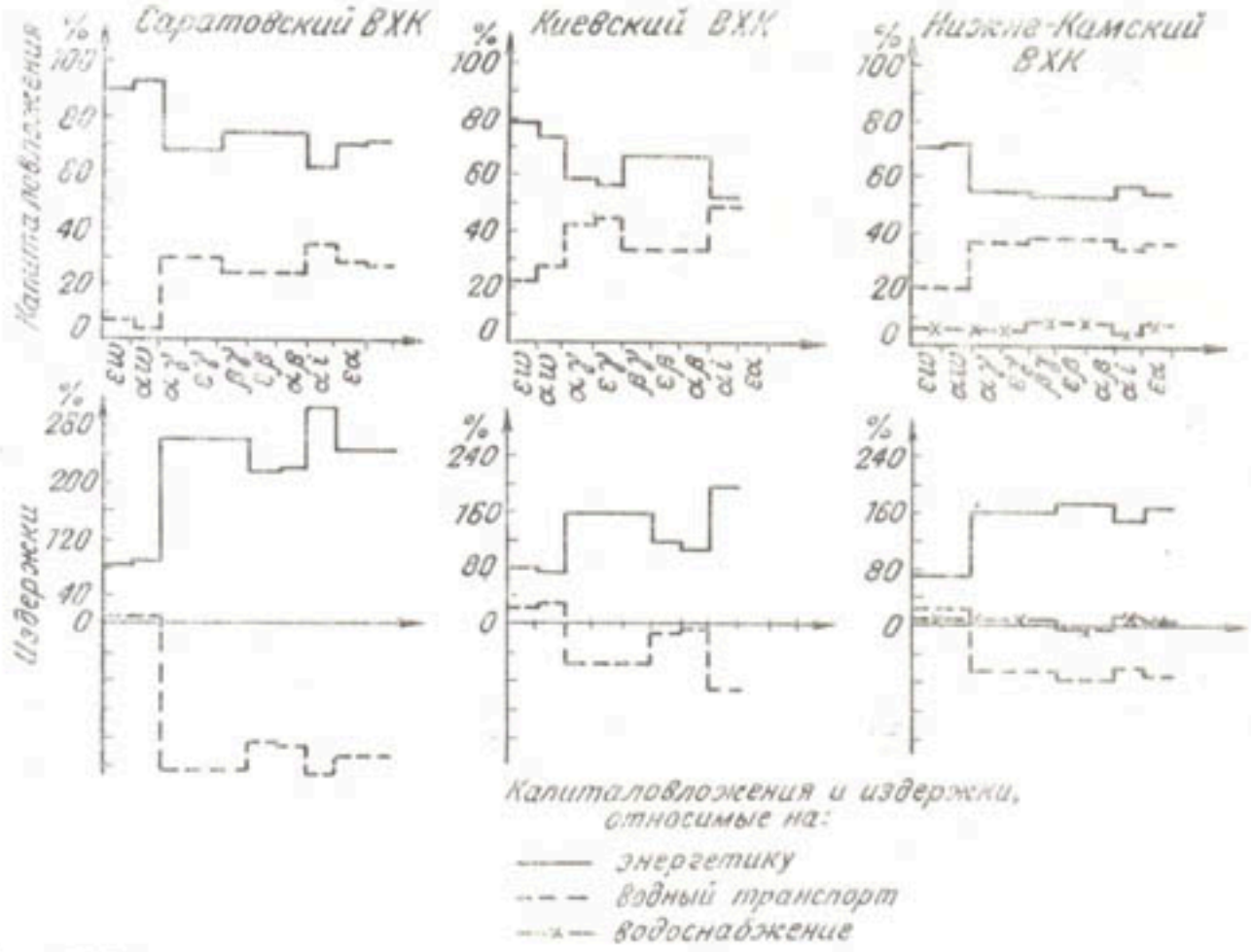


Рис. 2. Распределение комплексных затрат по различным методам для ВХК транспортно-энергетического назначения.

ваемых ВХК. Из рисунков видно, что даже для ведущих участников комплекса относимые комплексные капиталовложения колеблются в 1,5—2 раза, а для других участников относимые затраты достигают даже отрицательных значений.

Методы, приводящие к **отрицательному** значению **издержек** при **положительном** значении распределяемых **капиталовложений,** не могут быть оправданы.

Экономический смысл проблемы, очевидно, сводится к распределению как капиталовложений, так и соответствующего ежегодного износа фондов, относимого на продукцию, т. е. амортизации. Поэтому отнесение на отрасль тех или иных капиталовложений ВХК при последующей дотации ежегодных затрат лишено экономического смысла.

Опираясь на проведенные исследования методов распределения затрат, можно подтвердить целесообразность предложенных нами методов.

Для сочетания принципов $\alpha\omega$ при отнесении на каждого участника прямых отраслевых издержек можно рекомендовать следующие выражения относимых на участников затрат

$$K_i^{\Gamma} = \frac{\alpha\,(и_i^{A} + \varepsilon_{H} K_i^{A}) - (и_i + \varepsilon_{H} K_i) - и_i^{пр}}{\varepsilon_{H} + \omega}; \qquad (7)$$

$$и_i^{\Gamma} = \omega K_i^{\Gamma} + и_i^{пр}. \qquad (8)$$

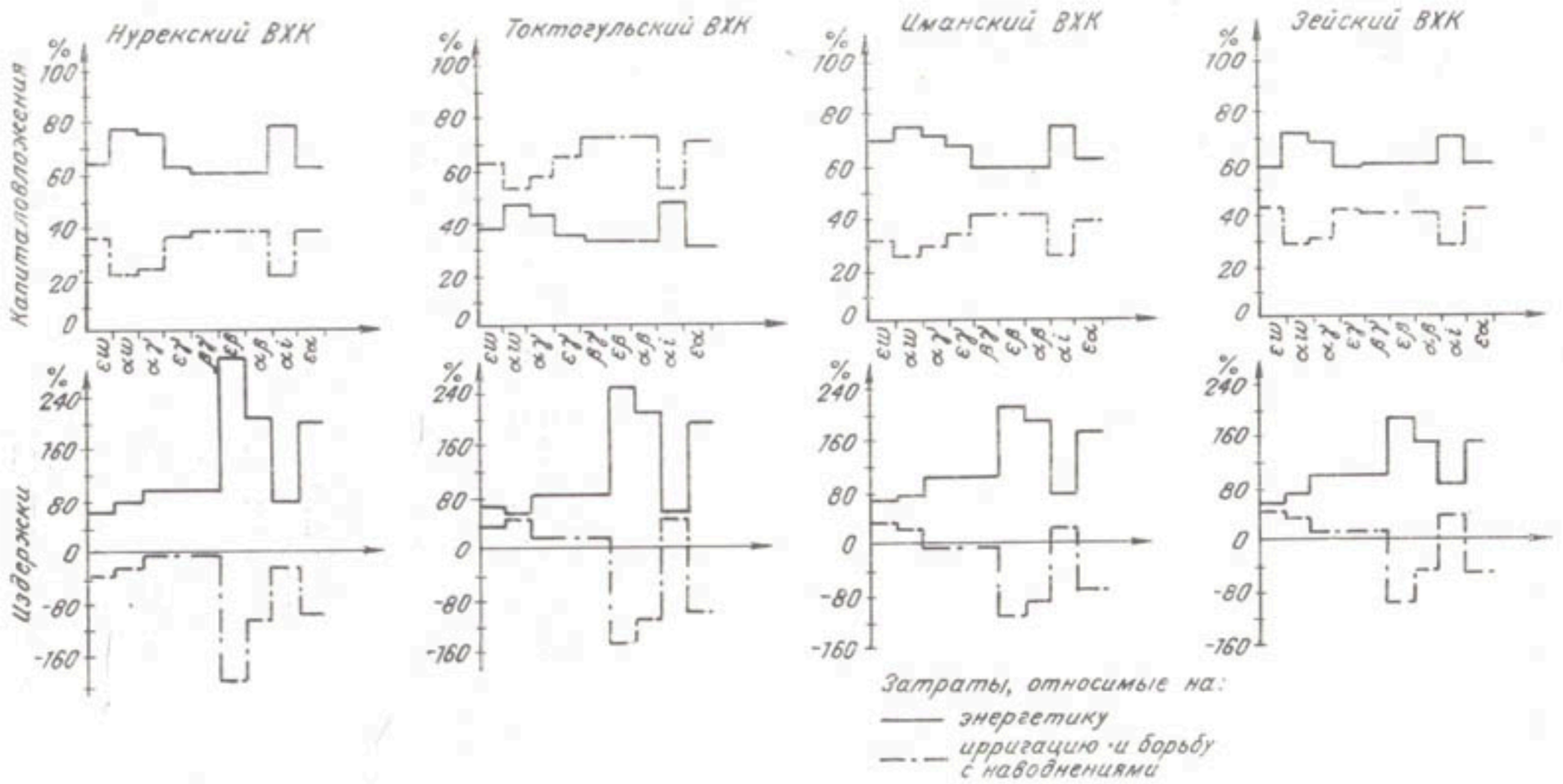


Рис. 3. Распределение комплексных затрат по различным методам для ВХК энергоирригационного назначения и для борьбы с наводнениями.

Для сочетания принципов εω

$$К_i^{Г} = \frac{\varepsilon_{Г}\,(К_i^{А} - К_i) + и_i^{А} - и_i - и_i^{пр}}{\varepsilon_{Г} + \omega}\,; \qquad (9)$$

$$и_i^{Г} = \omega К_i^{Г} + и_i^{пр}.$$

Для ВХК, требующих меньших капиталовложений и издержек по сравнению с альтернативой (т. е. имеющих абсолютную эффективность), очевидно, необходимо пропорциональное распределение капиталовложений и издержек (т. е. способы αγ и αβ).

По ряду участников ВХК не представляется возможным достоверно определить показатели **альтернативного** варианта. Возникает также необходимость распределения затрат по **действующим комплексам.** В этих случаях можно воспользоваться распределением затрат по методу **рентабельности.**

Соответственно одинаковая степень повышения рентабельности $d_i^{Г}$ по сравнению с нормативной $d_н$ для всех участников комплекса может быть выражена

$$d_i^{Г} = \frac{D_i^{Г} - (и_i^{Г} + и_i)}{К_i^{Г} + К_i} = d_{Г} = \frac{\Sigma D_i^{Г} - (и_{Г} + \Sigma и_i)}{К_{Г} + \Sigma К_i}\,, \qquad (10)$$

где $d_i^{Г}$ — рентабельность для участника ВХК;

$D_i^{Г}$ — валовой доход от ВХК для участника.

Аналогично

$$К_i^{Г} = \frac{D_i^{Г} - d_{Г}\,К_i - и_i - и_i^{пр}}{d_{Г} + \omega}\,; \qquad (11)$$

$$и_i^{Г} = \omega К_i^{Г} + и_i^{пр}.$$

Применение метода рентабельности для распределения комплексных затрат при проектировании связано с неопределенностью вследствие предполагаемого изменения цен и тарифов и трудностью их прогнозирования на перспективу.

При изменении цен в любой из отраслей, участвующих в комплексе, возникает необходимость соответственных пересчетов и перераспределения ранее установленных, относимых на каждую отрасль комплексных затрат. Рис. 4 иллюстрирует результаты распределения комплексных затрат по Чебоксарскому гидроузлу в условиях изменения лишь одной составляющей — тарифа на электроэнергию.

При проектировании водохозяйственных комплексов очень важным является вопрос о том, **когда осваивается эффект** отдельными компонентами ВХК. Очень часто освоение эффекта такими отраслями, как транспорт, сельское хозяйство и др. может запаздывать по сравнению с энергетикой. Это, естественно, должно влиять на распределение затрат в ВХК. Зависимость распределения затрат от изменения сроков освоения ирригационного эффекта на примере Могилев-Подольского и Токтогульского гидроузлов показана на рис. 5. Легко заметить, что запаздывание сроков освоения ирригационного эффекта влечет за собой увеличение затрат, относимых на энергетику.

Из сказанного следует, что если в проекте не совсем ясны сроки освоения эффекта отраслей ВХК, то распределение затрат между компонентами при проектировании следует производить не для **первого года освоения эффекта** энергетикой, а рассматривать зону возможных отклонений в освоении эффекта неэнергетическими участниками ВХК.

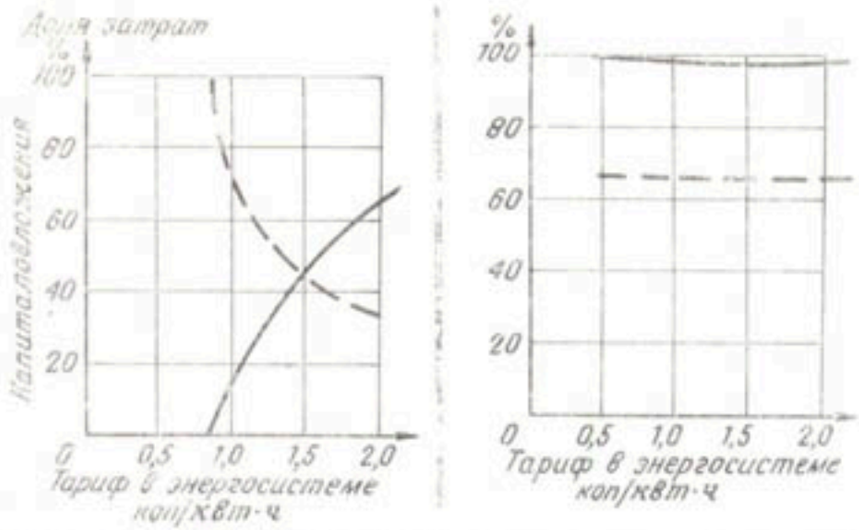


Рис. 4. Влияние тарифа на распределение затрат по методу абсолютной эффективности на примере Чебоксарского гидроузла.

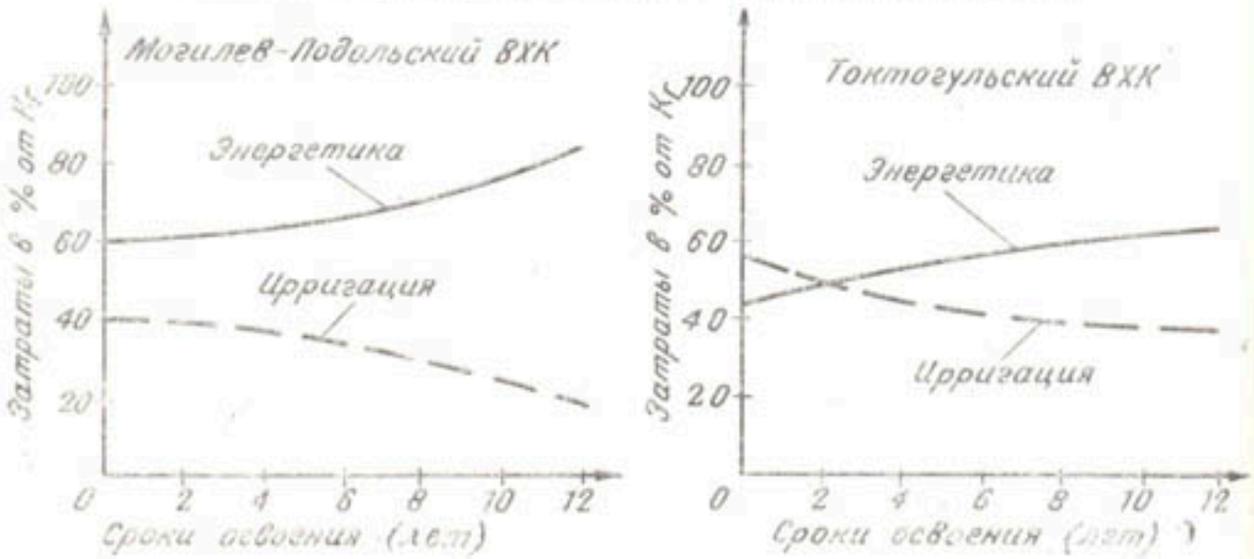


Рис. 5. Зависимость распределения затрат от изменения сроков освоения ирригационного эффекта.

Выводы

1. Распределение комплексных затрат между отраслями-участниками водохозяйственного комплекса должно осуществляться на основе сравнительной эффективности. При анализе распределения затрат для действующих или вступающих в эксплуатацию комплексов и недостоверности данных по альтернативным вариантам может быть использован показатель рентабельности.

2. Различная структура затрат по ВХК, сопутствующим мероприятиям и альтернативным вариантам приводит к неоднозначности предлагаемых способов распределения затрат.

3. Наиболее обоснованным представляется распределение затрат по принципу одинакового снижения расчетных затрат (или одинакового коэффициента эффективности), дополняемых пропорциональностью относимых капиталовложений и издержек по комплексу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Золотарев Т. Л., Гидроэнергетика, Госэнергоиздат, 1950.

2. Бесчинский А. А., Фельдман М. П., Методика определения эффективности водохозяйственного комплекса и распределения затрат между его компонентами, АН СССР, 1963.

3. Щавелев Д. С., О распределении затрат водохозяйственных комплексов, «Гидротехническое строительство», 1968, № 10.

4. Елохин Е. А., Технико-экономические расчеты по водохозяйственному комплексу, сб. «Труды Гидропроекта», 1969, № 17.

УДК 621.31121.627.82:338.94

Инженеры Ю. А. ЮХНОВ,
В. М. ОНИЩЕНКО

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СООРУЖЕНИЯ МОГИЛЕВ-ПОДОЛЬСКОГО КОМПЛЕКСНОГО ГИДРОУЗЛА

После завершения строительства Каневской ГЭС и увеличения мощности Днепровской ГЭС имени В. И. Ленина будет достигнуто полное энергетическое использование ресурсов нижнего Днепра, а к 1980 г. возникает дефицит воды в Днепре, который отразится на дальнейшем развитии орошаемого земледелия в южных районах Украины. Для западной, юго-западной частей Украины и Молдавии проблемы орошения, а также обеспечения энергосистем пиковой мощностью могут быть частично решены за счет комплексного использования Днестра — второй наиболее крупной водной артерии в этой части Советского Союза.

Согласно выполненной схеме комплексного использования Днестра, первоочередным наиболее эффективным объектом строительства является Могилев-Подольский гидроузел. Его назначением является регулирование стока реки для обеспечения дальнейшего развития орошаемого земледелия, энергетики, водного транспорта. Кроме того, гидроузел способствует борьбе с наводнениями.

При интенсивном развитии орошения и водопотребления в бассейне Днестра в ближайшие годы, в условиях маловодных лет, будет дефицит воды в размере 2, 3 *км*³. Поэтому сооружение Могилев-Подольского гидроузла диктуется прежде всего потребностями развития сельского хозяйства (орошения), которое должно освоить емкость водохранилища уже в первые годы его эксплуатации. Обеспечивается также дальнейшее развитие энергетики в западной части объединенной Южной энергосистемы, испытывающей уже в настоящее время острый дефицит пиковой мощности.

Могилев-Подольское водохранилище позволит практически устранить угрозу наводнений, вызываемых ливневыми паводками и заторными явлениями, ниже створа гидроузла и на большей части водохранилища.

Могилев-Подольский гидроузел располагается в среднем течении Днестра с водохранилищем годичного регулирования, ГЭС с расчетным напором 34,2 *м* и буферным бассейном для суточного и недельного регулирования в нижнем бьефе.

Энергоэкономическими расчетами установленная мощность ГЭС определилась в 600 *Мвт* с учетом покрытия трехчасовой зоны суточного графика нагрузки энергосистемы в расчетных условиях (рис. 1). Среднемноголетняя выработка электроэнергии равна 800 млн. *квтч*.

Остановимся на комплексном эффекте гидроузла.

Сельское хозяйство. Ведущим компонентом комплекса является орошение. Из общего рабочего объема Могилев-Подольского водохранилища в 2 млрд. *м*³ на нужды орошения отнесен объем в размере 1,8 млрд. *м*³, за счет которого можно оросить дополнительно 468 тыс. *га* новых площадей. Общая площадь орошения с учетом существующих оросительных систем в зоне влияния Могилев-Подольского гидроузла составит 550 тыс. *га*. Намеченные к орошению площади расположены в засушливой зоне бассейна Днестра на территории Молдавии и Украины.

Стоимость валовой продукции с приростных орошаемых площадей за счет регулирования стока Могилев-Подольским водохранилищем составит 354 млн. руб. в год.

Защита от наводнений. На Днестре часто наблюдаются большие наводнения, вызванные ливневыми паводками и заторами льда. Оба вида наводнений наносят значительный материальный ущерб различным отраслям народного хозяйства Приднестровья. В отдельные годы ущерб от наводнений на участке реки ниже Могилев-Подольского гидроузла превышал 20—30 млн. руб.

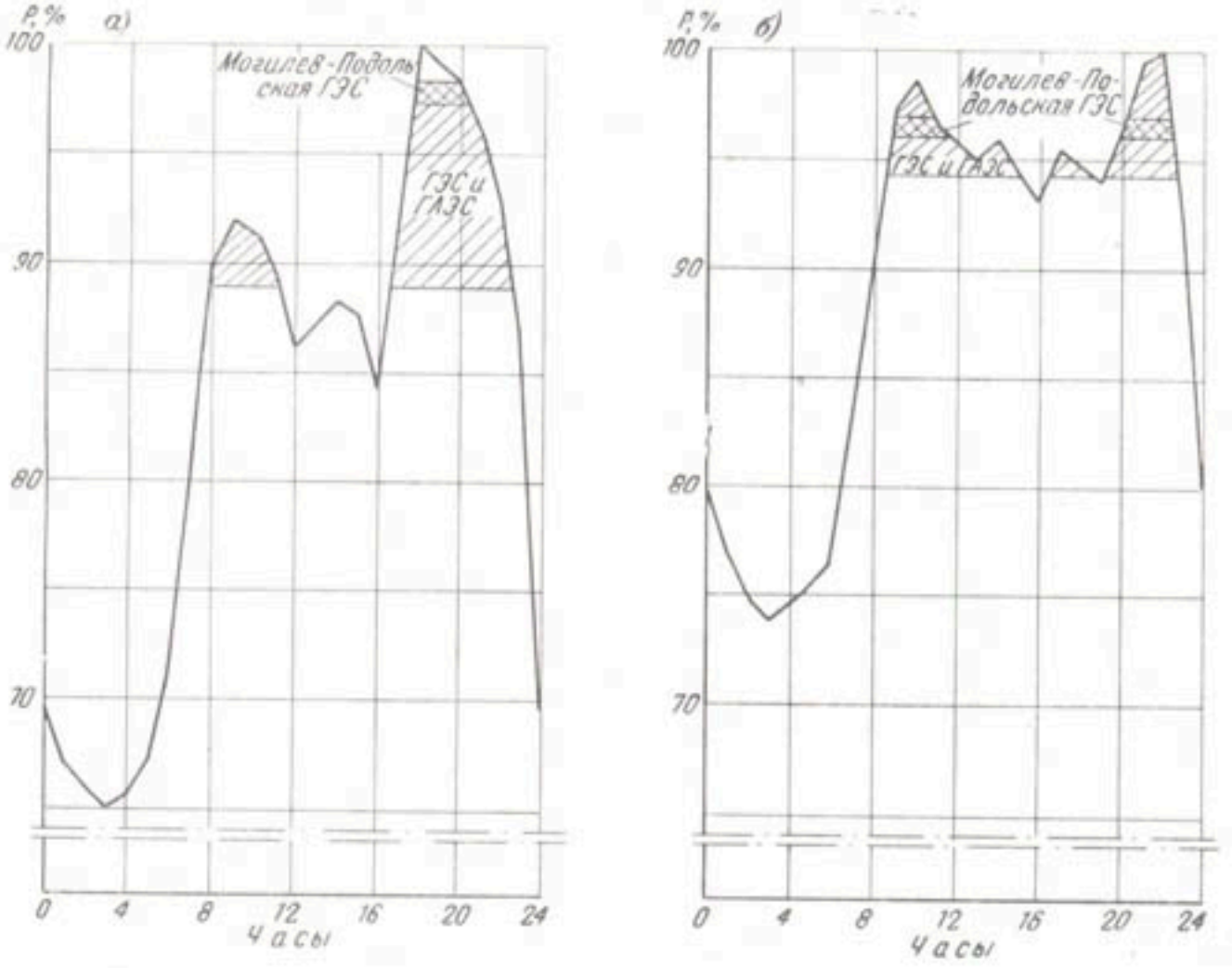


Рис. 1. Использование мощности Могилев-Подольской ГЭС в суточном графике нагрузки Объединенной энергосистемы Юга:

а — зима; *б* — лето.

Для борьбы с наводнениями намечается создание на водохранилище противопаводочной емкости в размере 600 млн. $м^3$. Это позволит защитить народное хозяйство от часто повторяющихся наводнений и практически исключить наносимый ущерб.

Энергетика. В Объединенной энергосистеме Юга на дальнейшую перспективу намечается большой рост электрических нагрузок, особенно пиковых. Тенденция к дальнейшему разуплотнению графиков нагрузок, резкий рост в ОЭС Юга доли крупных блочных агрегатов на КЭС и АЭС, снижение доли ГЭС в установленной мощности энергосистемы значительно усложняют режимы работы ТЭС в часы пик и ночного провала нагрузки.

В дальнейшей перспективе для покрытия остропиковой части графика нагрузки потребуется иметь в ОЭС Юга около 11 млн. *квт* высокоманевренных мощностей, в том числе на ГЭС и ГАЭС—более 5 млн. *квт*.

Более ощутимо затруднения по покрытию пиков и регулированию нагрузки скажутся в западных и юго-западных районах ОЭС Юга, которые отличаются большей пиковостью суточного графика нагрузки.

Существенным недостатком западной части ОЭС Юга является также то, что она в настоящее время практически не имеет гидроэлектростанций, способных вести регулирование в энергосистеме, а также выполнять функцию быстродействующего аварийного резерва для бесперебойного электроснабжения потребителей. Это обстоятельство в даль-

нейшем еще более усугубляется и приобретает особое значение в связи с возрастающей передачей электроэнергии в страны — члены СЭВ.

Создание Могилев-Подольской ГЭС позволяет в определенной степени решить указанные задачи. Помимо обеспечения 600 *Мвт* быстродействующей пиковой мощности, гидроузел позволяет в будущем построить ГАЭС мощностью до 1 млн. *квт* и разместить новые ТЭС и ГРЭС на водохранилище.

Водный транспорт. В схеме комплексного использования Днестра было показано, что создание сквозного судоходства через гидроузлы на реке нецелесообразно. Эффективным мероприятием оказалась организация побьефного плавания судов, в том числе и на Могилев-Подольском водохранилище.

Общий объем перевозок грузов по Днестру возрастет вдвое за предстоящее десятилетие. Транспортное освоение обеспечит перевозку водным путем порядка 800 тыс. *т* (40 млн. *ткм*) народнохозяйственных грузов. Для выполнения намеченных по водному транспорту мероприятий необходимы капиталовложения в размере 7,2 млн. руб.

Общий экономический эффект. Полная стоимость Могилев-Подольского гидроузла определена в 342,5 млн. руб. При оценке народнохозяйственной эффективности гидроэлектростанции из указанной суммы были сняты возвратные суммы, затраты по объектам жилищного и культурно-бытового строительства (раздел Б сметы), а также стоимость сооружений, передаваемых другим отраслям. Капиталовложения в гидроузел, подлежащие распределению между участниками комплекса, составляют 300 млн. руб., а ежегодные издержки — 4,5 млн. руб.

В основу распределения капиталовложений между участниками ВХК положен метод, предусматривающий для всех компонентов комплекса равный срок окупаемости дополнительных капиталовложений.

В расчетах, кроме затрат по гидроузлу, учитывались также сопутствующие затраты, необходимые для реализации эффектов комплексного гидроузла, получаемых в различных отраслях народного хозяйства. Капиталовложения и ежегодные издержки представлены в приведенном виде, с учетом фактора времени, при нормативе для приведения разновременных затрат, равном 0,08.

Для расчета эффективности определены альтернативные варианты. В качестве альтернативного варианта по сельскому хозяйству в экономических расчетах принято специальное водохранилище ирригационного назначения полезной емкостью 1,8 млрд. $м^3$, с подчинением режима работы водохранилища требованиям ирригации. Капиталовложения в альтернативный вариант составляют 150 млн. руб.

Оптимальным вариантом альтернативы для борьбы с наводнениями оказалась противопаводочная емкость, которая требует 12 млн. руб. капиталовложений.

В качестве заменяемого варианта по энергетике принята пиковая газотурбинная электростанция с агрегатами 6×100 *Мвт* с капиталовложениями 80 *руб/квт*, постоянными издержками 9 *руб/квт* и удельным расходом топлива 0,5 *кг усл/квтч*.

Затраты по топливу приняты по показателям замыкающих энергетических донецких углей, что соответствует условиям, вытекающим из топливно-энергетического баланса страны на рассматриваемую перспективу. Капиталовложения в топливную базу и транспорт определились в 99,7 *руб/т* у. т., себестоимость топлива — 17,88 *руб/т* у. т.

Заменяемый вариант по водному транспорту определен специализированной организацией, исходя из условий обеспечения перевозки 768 тыс. *т* народнохозяйственных грузов.

В качестве альтернативы водному транспорту принята перевозка грузов, в основном автотранспортом, а частично железнодорожным и

водным транспортом. При этом суммарные капиталовложения по заменяемому варианту определены в 2,3 млн. руб.

Определение экономической эффективности Могилев-Подольского гидроузла производилось на принятые основные параметры ГЭС с учетом ее эффекта на других объектах. При этом гидроэлектростанция заменяет 618 тыс. *квт* пиковой мощности и выработку 831 млн. *квтч* в среднем за многолетие, что приведет к экономии свыше 400 тыс. *т.* у.т.

Итоговый расчет комплексной эффективности Могилев-Подольского гидроузла с учетом фактора времени, приведенный в табл. 1, свидетельствует о высокой экономической эффективности гидроузла.

Таблица 1

Элементы ВХК и заменяемых вариантов	Капиталовложения, млн. руб.	Ежегодные издержки, млн. руб.
Водохозяйственный комплекс		
Гидроузел	299,58	4,50
Сопутствующие мероприятия:		
по энергетике	12,79	0,55
по водному транспорту	4,96	0,90
Всего по ВХК	317,33	5,95
То же, с учетом фактора времени	366,14	5,88
Заменяемый вариант		
по энергетике	104,59	13,63
по орошению	150,61	1,75
по водному хозяйству	12,20	0,15
по водному транспорту	2,32	1,45
Всего по заменяемому варианту	269,72	16,98
То же, с учетом фактора времени	307,08	16,24
Срок окупаемости гидроузла с учетом фактора времени, лет	5,7	—

На основе данных об эффективности гидроузла и указанного выше принципа экономических расчетов были выполнены расчеты по распределению капиталовложений между отраслями — участниками комплекса. Результаты расчетов приводятся в табл. 2.

Таблица 2

Компоненты ВХК	Долевое участие компонентов комплекса (млн. руб.) в		
	капиталовложениях	ежегодных издержках	финансировании строительства гидроузла
Энергетика	127,78	4,07	143,0
Сельское хозяйство (орошение)	158,0	0,23	158,0
Водное хозяйство (борьба с наводнениями)	13,80	0,03	13,80
Водный транспорт	—	0,17	—
Жилищное строительство	—	—	27,70
Всего	299,58	4,5	342,50

Участие энергетики в финансировании строительства комплексного гидроузла определено с учетом отнесения на нее, как на отрасль, осуществляющую строительство гидроузла, возвратных сумм и затрат по объектам, которые после завершения строительства будут переданы другим ведомствам. Финансирование строительства ОРУ—330/110 *кв* и линий передач 110 *кв*, отходящих от нее, также отнесено на энергетику.

С учетом приведенного распределения затрат по Могилев-Подольскому гидроузлу между участниками комплекса определились основные удельные показатели.

ПО СЕЛЬСКОМУ ХОЗЯЙСТВУ

Удельные капиталовложения на 1 *га* орошаемых земель	288 *руб/га*
Удельные капиталовложения на 1 $м^3$ воды	5,8 *коп/м³*
Себестоимость 1 $м^3$ воды	0,013 *коп/м³*

ПО ЭНЕРГЕТИКЕ

Удельные капиталовложения на 1 *квт* установленной мощности	213 *руб/квт*
Удельные капиталовложения на 1 *квтч* среднемноголетней выработки	0,157 *руб/квтч*
Себестоимость выработки 1 *квтч*	0,50 *коп/квтч.*

Дополнительно к этому система Молдавэнерго получит 15 млн. *квтч* за счет увеличения выработки на Дубоссарской ГЭС.

На основе действующих тарифов на электрическую энергию рентабельность Могилев-Подольской ГЭС определилась в 21,5%.

С учетом реализации дополнительно полученной сельскохозяйственной продукции за счет освоения орошаемых земель рентабельность для сельского хозяйства составит 12,3%, т. е. отраслевые капиталовложения в гидроузел и сопутствующие затраты по освоению орошаемых земель будут возвращены в государственный бюджет в течение восьми лет.

Ввиду большого народнохозяйственного значения и высокой эффективности Могилев-Подольского гидроузла его строительство намечается в текущей пятилетке.

УДК 626.8.003.1

Кандидат технических наук Е. А. ЕЛОХИН

ОБ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ, ЗАТАПЛИВАЕМЫХ ВОДОХРАНИЛИЩАМИ

С экономической оценкой затапливаемых земель и полезных ископаемых приходится сталкиваться как при определении ущерба от создания водохранилищ, так и при определении экономической эффективности гидроузлов.

Общие методологические принципы оценки, по-видимому, должны быть едиными для всех природных ресурсов, но вместе с тем должна учитываться и специфика отдельных видов природных ресурсов. Экономическая оценка какого-либо одного вида природных ресурсов не может быть однозначной.

Это можно иллюстрировать условным примером четырех участков земли: лучшего, двух близких к среднему и худшего, каждый из которых дает по 1000 *т* сельскохозяйственной продукции, но различается по величине затрат. В таблице приведены основные технико-экономические показатели этих участков земли и показаны расчетные (приведенные)

затраты при нормативе эффективности капиталовложений в 10% по формуле $З = И + e_н К$. Кроме того, в таблице показана величина дифференциальной ренты, которая будет получаться при продаже сельскохозяйственной продукции: а) по цене, определяемой расчетными затратами худшего участка земли; б) по средней расчетной цене.

Если производство на этих участках рассматривать как условную модель сельскохозяйственного производства, то в целом расчетные затраты будут равны 120 тыс. руб.

Если стоять на позиции требований закона стоимости об эквивалентном обмене продуктами труда, то сельскохозяйственная продукция должна иметь расчетную цену для потребителей 30 *руб/т* (120000 : 4000). Если узаконить эти цены, то хозяйства, ведущие производство на первых двух участках, будут получать сверхнормативную прибыль (дифференциальную ренту) в размере соответственно 12 и 5 тыс. руб., в то время как и на третьем и четвертом участках прибыль будет получаться ниже нормативной соответственно на 2 и 15 тыс. руб. Сумма отклонений в целом по сельскохозяйственному производству равна нулю.

Хозяйства на разных участках земли будут при этом поставлены в различные экономические условия и результаты их деятельности будут зависеть от природных условий.

Чтобы поставить эти производства в одинаковые экономические условия, необходимо, при средних ценах на продукцию для производителей, вводить рентные платежи и дотации для перераспределения ренты. При этом каждое хозяйство в конечном счете получит за свою продукцию свои расчетные (приведенные) затраты. То же самое можно обеспечить проще, покупая продукцию у каждого производителя по его индивидуальным расчетным ценам, не осложняя хозрасчетные отношения рентными платежами и дотациями [1].

Существует, однако, другая точка зрения, по которой цена на сельскохозяйственную продукцию должна устанавливаться единой для производителей и потребителей по расчетным затратам производства на худшем участке земли, т. е. по 45 *руб/т*, так как якобы эта цена является **общественно необходимой.**

При таком подходе сельскохозяйственная продукция действительной стоимостью 120 тыс. руб. продавалась бы за 180 тыс. руб., чем обеспечивалась бы для всего сельскохозяйственного производства сверхприбыль (дифференциальная рента) в размере 60 тыс. руб. (27 тыс. руб.) на лучшем участке, 20 и 13 тыс. руб. на средних участках. Налицо, таким образом, был бы неэквивалентный обмен продуктами труда между сельскохозяйственным и другими видами производства.

Здесь необходимо остановиться на часто употребляемом термине «общественно необходимый». Применительно к рассматриваемому вопросу нельзя не согласиться, что сельскохозяйственное производство на худшем участке и его расчетные затраты общественно необходимы, так как без них общество обойтись не может. Однако нет объективных причин распространять их на сельскохозяйственное производство других лучших участков земли и тем более на потребителей сельскохозяйственной продукции.

При капиталистическом способе производства вследствие стихийных рыночных отношений цена действительно установилась бы на величине цены производства худшего участка (45 *руб/т*). Однако для условий развитого социализма при наличии товарно-денежных отношений, управляемых государством, установление такой цены не только не необ-

---

[1] Сумма продажных цен для потребителей будет выше суммы заготовительных цен, выплачиваемых производителям, на величину производственных и коммерческих затрат самой заготовительно-сбытовой организации.

ходимо, но является вредным в меру того народнохозяйственного ущерба, который определяется неэквивалентностью обмена.

В условиях социалистических товарно-денежных отношений указанная дифференциальная рента в размере 60 тыс. руб. будет являться как раз той ложной социальной стоимостью, о которой говорил К. Маркс («Капитал», Госполитиздат, 1950, стр. 674).

Предположим теперь, что лучший участок земли затапливается при создании водохранилища какого-либо гидроузла. Компенсация ущерба, наносимого народному хозяйству этим затоплением, может быть осуществлена освоением эквивалентного производства на новом участке земли. В таблице принято, что новый участок земли, который необходимо освоить в порядке компенсации ущерба, наносимого затоплением какого-либо из четырех участков, имеет более высокие затраты, чем худший из числа эксплуатируемых — четвертый участок.

Экономическая оценка ущерба от затопления участка земли может определяться как ежегодные расчетные затраты по выражению

$$\Delta З_i = \Delta И_i + e_н \Delta К_i = И' - И_i + e_н (К' - К^i_{ст}), \qquad (1)$$

где $\Delta К_i$ и $\Delta И_i$ — дополнительные затраты в освоение нового участка земли для компенсации ущерба от затопления; $К'$ и $И'$ — затраты во вновь осваиваемый участок; $И_i$ — ежегодные издержки по затапливаемому участку; $К^i_{ст}$ — стоимость мобильных фондов затапливаемого участка, которые могут быть перебазированы на вновь осваиваемый участок.

$$К^i_{ст} = К_м - К_п. \qquad (2)$$

Капиталовложения (фонды), теряемые при затоплении участка, при этом будут выражены

$$К^i_т = К_i - К^i_{ст}. \qquad (3)$$

Для нашего примера при затоплении первого лучшего участка ущерб для народного хозяйства составит

$$\Delta З_1 = 28 - 10 + 0{,}1\,(270 - 18) = 18 + 0{,}1 \cdot 252 = 43{,}2 \text{ тыс. руб.}$$

Необходимо подчеркнуть, что ущерб от затопления лучшего участка земли не может быть выражен ни полными расчетными затратами вновь освоенного участка земли (55 тыс. руб.), ни разницей расчетных

Таблица

Показатели	Участок				Сумма по всем участкам	Замыкающий участок при увеличении плана
	1	2	3	4		
А. Исходные показатели участков						
Капиталовложения, затраченные на освоение K_i, тыс. руб.	80	100	120	200	500	270
в том числе стоимость мобильных фондов $K^i_{ст}$, тыс. руб.	20	25	30	50	—	—
Ежегодные издержки производства $И_i$, тыс. руб.	10	15	20	25	70	28
Нормативная прибыль (10%) $П_i$, тыс. руб.	8	10	12	20	50	27
Расчетные (приведенные) затраты, $З_i$ тыс. руб.	18	25	32	45	120	55

Продолжение таблицы

Показатели	Участок				Сумма по всем участкам	Замыкающий участок при увеличении плана
	1	2	3	4		
Б. Дифференциальная рента						
Замыкающая (по сравнению с замыкающим участком) R_i, тыс. руб.	37	30	23	10	100	
Худшая (по сравнению с худшим эксплуатируемым участком) R'_x, тыс. руб.	27	20	13	0	60	
Средняя (по сравнению со средней ценой) $R^i_{ср}$ тыс. руб.	12	5	−2	−15	0	
В. Учет ущерба методом оценки последствий от затопления участка						
Стоимость перебазировки мобильных фондов $К^i_п$, тыс. руб.	2	3	4	5		
Стоимость старых мобильных фондов за вычетом затрат по перебазировке на новый участок $К^i_{ст}$, тыс. руб.	18	22	26	45		
Дополнительные капиталовложения для компенсации ущерба от затопления участка ΔK_i, тыс. руб.	252	248	244	225		
Дополнительные ежегодные издержки $\Delta И_i$, тыс. руб.	18	13	8	3		
Расчетные затраты ущерба от затопления $\Delta З_i$, тыс. руб.	43,2	37,8	32,4	25,5		
Г. Учет ущерба методом «замыкающей» дифференциальной ренты						
Стоимость фондов, теряемых при затоплении $К^т_i$, тыс. руб.	62	78	94	155		
Нормативные отчисления от теряемых фондов (потеря прибавочного продукта) $_нК^т_i$, тыс. руб.	6,2	7,8	9,4	15,5		
Замыкающая дифференциальная рента R'_i, тыс. руб.	37	30	23	10		
Ущерб от затопления $\Delta З_i$, тыс. руб.	43,2	37,8	32,4	25,5		
Д. Учет ущерба методом чистого дохода						
Чистый доход при средней цене $Д^{ср}_i$ тыс. руб.	20	15	10	5		
То же, при расчетной цене худшего эксплуатируемого участка $Д^i_x$, тыс. руб.	35	30	25	20		
То же, при замыкающей цене $Д'_i$, тыс. руб.	45	40	35	30		
Нормативные начисления на используемые старые мобильные фонды $_нК^i_{ст}$, тыс. руб.	1,8	2,2	2,6	4,5		
Ущерб от затопления $\Delta З_i$, тыс. руб.	43,2	37,8	32,4	25,5		

затрат нового и старого участков (55 тыс. руб.—18 тыс. руб.=37 тыс. руб.). Ущерб правильно может быть определен лишь более подробным анализом экономических показателей затапливаемого и нового компенсирующего участка, как это показано выше. На основании этого примера можно сделать вывод о том, что первый лучший участок имеет две разные экономические оценки. Если отвечать на вопрос, во что обходит-

ся обществу сельскохозяйственная продукция, получаемая с этого участка, то вполне очевидно, что должны быть использованы только индивидуальные расчетные затраты этого участка 18 тыс. руб. Затопление же этого участка обходится государству в 43,2 тыс. руб.

Если бы речь шла не о затоплении, а об увеличении плана выпуска продукции с 4000 до 5000 *т*, то для этого должен был бы быть освоен пятый участок с расчетными затратами 55 тыс. руб. Во что должна обходиться государству новая сельскохозяйственная продукция при изменении плана ее выпуска? Чтобы правильно ответить на этот вопрос, нужно, очевидно, использовать индивидуальные расчетные затраты пятого участка — 55 *руб/т*. Такую оценку называют «замыкающей», ибо эта оценка принадлежит участку, «замыкающему» принятый план выпуска сельскохозяйственной продукции.

Мероприятия, связанные с относительно небольшими приращениями сельскохозяйственной продукции (потерями или увеличением выхода), должны экономически оцениваться по этим замыкающим оценкам. Если при этом указанные приращения оказывают влияние на сопряженные элементы народного хозяйства, то учитываются и экономические последствия такого влияния.

Ни одна из этих экономических оценок не пригодна, чтобы правильно определить расчетную цену на эту продукцию для потребителей и обеспечить эквивалентный обмен в товарно-денежных отношениях социалистического общества в соответствии с требованиями закона стоимости. В этом случае должна быть использована средняя экономическая оценка: 30 *руб/т*, если иметь в виду, что в эксплуатации находятся пока только четыре участка, и 35 *руб/т*, если эксплуатируются все пять участков.

Из изложенного очевидно, что нельзя говорить об одной «универсальной» оценке земли, пригодной для всех случаев жизни. Необходимо отличать индивидуальную экономическую оценку конкретного участка земли, «замыкающую» экономическую оценку, среднюю экономическую оценку земель, производящих определенный вид сельскохозяйственной продукции и экономическую оценку земель, выбывающих по какой-либо причине из сельскохозяйственного оборота.

Проект «Основные положения экономической оценки природных ресурсов в массовых планово-проектных расчетах» (ЦЭМИ, М., 1971) рекомендует принимать плату за пользование природными ресурсами в размере дифференциальной ренты как разницы между замыкающей оценкой и фактической экономической оценкой рассматриваемого участка. Размеры такой дифференциальной ренты для нашего примера показаны в таблице 1.

Для удобства последующего изложения введем «термины»:

«Замыкающие» — если чистый доход или дифференциальная рента исчислены по замыкающим ценам; «худший» — если они исчислены по расчетной цене производства на худшем участке; «средний» — если они определены по средней цене.

Предлагаемая замыкающая дифференциальная рента, несомненно, может быть использована в оптимизационных плановых и проектных расчетах для отбора оптимальных принимаемых решений и обоснования принимаемых схем и различных параметров.

В частности, при затоплении какого-либо участка земли ущерб, наносимый народному хозяйству, может быть определен как ежегодные расчетные затраты по выражению

$$\Delta З_i = R_i' + \varepsilon_н (К_i - К_{ст}^i) = R_i' + \varepsilon_н К_т^i. \qquad (4)$$

Как видно из этого выражения, замыкающая дифференциальная рента не может выступать в качестве полной экономической оценки за-

тапливаемой земли; помимо этой ренты в экономическую оценку должны включаться нормативные начисления на немобильные фонды, теряемые вместе с затапливаемым участком.

Для нашего примера при затоплении первого участка ущерб будет равен $\Delta З_1 = 37 + 0{,}1\,(80 - 18) = 37 + 0{,}1 \cdot 62 = 43{,}2$ тыс. руб., что, как видно, полностью совпадает с результатами расчета по предыдущему методу.

Те же результаты могут быть получены и по методу замыкающего чистого дохода. Ущерб от затопления земли в этом случае должен определяться по выражению

$$\Delta З_i = Д_i' - \varepsilon_н К_{ст}^i. \qquad (5)$$

Как видно из этого выражения, ущерб от затопления рассматриваемого участка i меньше замыкающего чистого дохода на величину нормативных начислений на стоимость используемых мобильных фондов.

Для экономической оценки земли часто используют капитализированный чистый доход или капитализированную дифференциальную ренту. Соответственно трем изложенным выше способам определения ущерба от затопления земли в виде ежегодных расчетных затрат могут быть и три способа определения ущерба в виде капитализированной оценки.

При использовании первого метода оценки последствий затопления (оценки затрат для компенсации ущерба) искомая капитализированная оценка должна определяться по выражению

$$К_у^i = \Delta К_i + \frac{\Delta И_i}{\varepsilon_н} = К' - К_{ст}^i + \frac{И' - И_i}{\varepsilon_н}. \qquad (6)$$

По методу замыкающей дифференциальной ренты капитализированная оценка должна определяться по выражению

$$К_у^i = \frac{1}{\varepsilon_н} R_i' + К_i - К_{ст}^i. \qquad (7)$$

Капитализированная оценка затапливаемой земли, таким образом, больше капитализируемой замыкающей дифференциальной ренты на величину стоимости фондов, теряемых на затапливаемом участке. По способу же замыкающего чистого дохода искомая капитализированная оценка может быть определена так:

$$К_у^i = \frac{Д_i'}{\varepsilon_н} - К_{ст}^i, \qquad (8)$$

т. е. капитализированная оценка ниже капитализированного замыкающего чистого дохода на величину стоимости используемых мобильных фондов, перебазируемых с затопляемого участка.

Для всех трех способов по данным таблицы получается одна и та же оценка для первого участка — 432 тыс. руб.

В изложенном методе, который условно можно назвать методом экономической оценки последствий затопления, используются такие экономические категории, объективная реальность которых не может подвергаться какому-либо сомнению. В этих условиях не может не возникать мысли о том, что замыкающая дифференциальная рента является необъективно существующей экономической категорией, а некоторым условным определением (понятием), которое может быть использовано в расчетах, однако самостоятельного реального экономического содержания оно не имеет.

Все изложенное в полной мере относится и к затапливаемым месторождениям полезных ископаемых, и к природным ресурсам с учетом их специфики.

УДК 626.8:338.94

Кандидат технических наук
М. И. СЫРОЕЖИН

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОСВОЕНИЯ МЕЛКОВОДИЙ ВОДОХРАНИЛИЩ [1]

Основным вопросом экономической эффективности инженерного освоения мелководий на действующих водохранилищах является определение того, какие виды эффекта должны соизмеряться с затратами по обвалованию мелководий, их мелиорации и хозяйственному освоению.

До последнего времени широко распространена точка зрения о неэффективности освоения мелководий инженерными способами. Мотивируется это тем, что значительные затраты на такое освоение слишком медленно (в сроки больше нормативных) окупаются за счет сельскохозяйственной продукции, получаемой с обвалованных массивов.

Анализ этой проблемы свидетельствует о том, что принятие в качестве единственного вида эффекта от обвалования мелководий только результатов ведения сельского хозяйства на обвалованной территории — неправомерно. Без учета всех составляющих эффекта по водохозяйственному комплексу интересы сельского хозяйства явно ущемляются.

Действительно значительные площади под мелководьями в прошлом были, как правило, плодоносящими сельхозугодьями.

После постройки гидроузлов и создания водохранилищ в интересах ряда ведущих отраслей — энергетики, водного транспорта и др., — эти площади сельхозугодий превратились в элементы водохранилищ и стали давать эффект другим отраслям, сельскому же хозяйству был нанесен ущерб. Произошла трансформация хозяйственного назначения указанных площадей в составе водохозяйственного комплекса. И если рассматривать обвалование мелководий изолированно, как будто это мероприятие необходимо только сельскому хозяйству (с покрытием затрат только за счет дохода от сельхозпродукции с обвалованных земель), то это означает преднамеренное выделение мелководий из состава водохозяйственного комплекса (ВХК). Это значит допускать получение эффекта одной отраслью за счет ущерба в другой [2] и не учитывать действие объективных экономических законов социализма, и в частности закона планомерного развития народного хозяйства при соблюдении необходимых пропорций в его отраслях.

Из рисунка видно, что если бы отметки НПУ того или иного гидроузла были приняты не по линии *в—а—д*, а по линии *б—г*, то ущерба в сельском хозяйстве в зоне *б—д* не было бы. Но тогда энергетика (отчасти и водный транспорт) не имели бы дополнительного эффекта, получаемого в результате дополнительного зарегулированного стока реки, заключенного между плоскостями, проходящими через эти линии. Энергетика не смогла бы этот зарегулированный объем стока использовать на всех нижерасположенных ГЭС с напором системы H_c. Поэтому и принята отметка НПУ по линии *в—а—д*. В практике гидростроительства крайне редко рассматривались возможности обвалования мелководий по створу *а—б*, ибо это обвалование увеличивало бы стоимость возве-

[1] Статья публикуется в порядке обсуждения.

[2] Проекты водохранилищ предусматривают учет ущерба от затоплений и его компенсацию (прим. ред.).

дения гидроузла и издержки по его эксплуатации. Дешевле было просто затопить земельные площади, проходящие приурезной полосой через линию *б—д*.

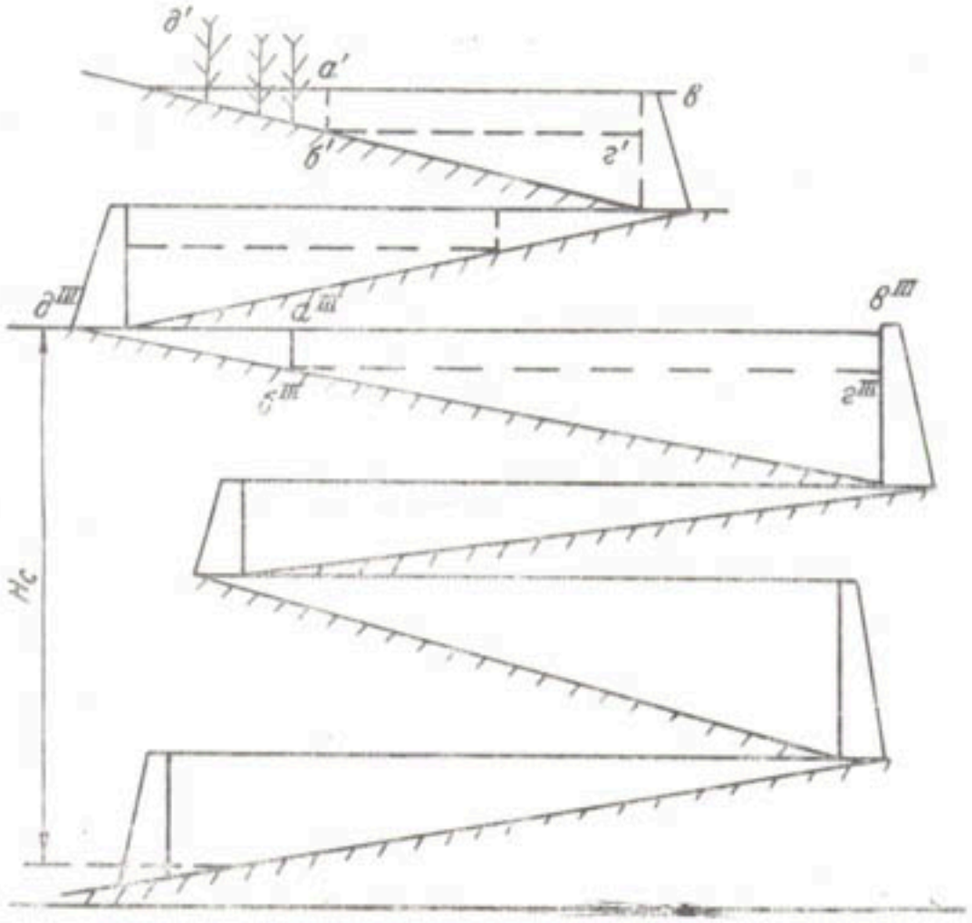


Схема выбора НПУ гидроузлов каскада.

Размеры компенсации таких нарушений в сельском хозяйстве обычно были значительно ниже требуемых или вообще сводились к нулю. Последнему факту, когда земли вообще оставались почти без компенсации, способствовало часто и то, что даже и намечаемые в проекте мероприятия по компенсации теряемых сельхозугодий производились настолько медленно, что при сдаче гидроузлов в эксплуатацию по разделу работ, касающихся компенсации сельхозугодий, часто нечего было принимать и включать в акт Государственной комиссии (например, по Горьковскому гидроузлу). Отсюда понятно как образовались мелководья, затопившие сотни тысяч гектаров плодороднейших земель.

Предварительная методика обоснования. Основой для обоснования экономической эффективности обвалования и освоения мелководий на водохранилищах должна явиться абсолютная форма экономической эффективности. Она наиболее полна и универсальна. В ее выражение, наряду с капиталовложениями и себестоимостью, могут входить и различные виды эффекта, определяемого на уровне чистого дохода по народному хозяйству.

Показатель эффективности ВХК, который может быть получен при рассмотрении освоения мелководий, следует сопоставлять с любым другим прогрессивным решением сельскохозяйственных задач того же примерно масштаба, качества и в том же экономическом районе. Этот показатель в случае участия в комплексе, например только энергетики, будет (см. рисунок)

$$Э_{вхк} = \frac{В_э + В_м + В_к}{К_э + К_м + К_к} = макс, \qquad (1)$$

где К и В — соответственно капиталовложения и эффект, руб.;
э, м, к — индексы, соответственно обозначающие энергетику, мероприятия по мелководьям, компенсацию сельхозугодий.

Особому рассмотрению подлежит при этом эффект, получаемый энергетикой и сельским хозяйством в случае обвалования мелководий при фиксированной отметке НПУ.

В общем виде эти эффекты могут быть выражены:

по энергетике — $В^э = f(П^с, Г, Н^с, Д^э)$; (2)

по сельскому хозяйству — $В^{с/х} = \varphi(П^х, Д)$, (3)

где $П^с$ — площадь акватории на водохранилище (средняя как разность площади водохранилища по отметке НПУ и площади мелководий), $м^2$;
Г — заглубление мелководий под НПУ, *м*;
$Н^с$ — напор системы;
$Д^э$ — чистый доход, *руб/ед*;
$П^х$ — площадь осваиваемых земель в альтернативном (заменяющем) варианте.

Величина капиталовложений в энергетику при совместном рассмотрении эффекта, получаемого как от обвалования бывших мелководий, так и от дополнительного объема зарегулированного стока, используемого на ГЭС каскада, может быть определена искусственным способом. Здесь должна быть учтена дополнительная доля капиталовложений, необходимая для увеличения системы напорных сооружений на величину заглубления мелководий Г. При этом может быть применен закон изменения стоимости части каскада $К^с$, когда эта стоимость изменяется пропорционально отношению напора, получаемого за счет затопления мелководья на величину Г к полной величине напора каскада $Н^с$. Эта доля капиталовложений определяется

$$К^э = К^с \frac{Г}{Н^с}. \quad (4)$$

Капиталовложения в обвалование мелководий могут быть получены по нормативу удельных капиталовложений $К^н$.

Специально должна быть определена величина капиталовложений, потребных для компенсации земельных нарушений — $К^к$, выплаченная как за период строительства, так и эксплуатации КГУ. При этом важно установить коэффициент неполноты этой компенсации.

Особо следует подчеркнуть важность учета фактора времени и приведения всех элементов выражения к единому базисному сроку.

Задаваясь оптимальным коэффициентом эффективности для конкретных условий, можно определить возможную площадь обвалования мелководий на данном водохранилище или наиболее эффективную их часть, значения отдельных составляющих формул и выяснить, например, эффект от обвалования той или иной площади мелководий, дополнительный эффект, полученный гидроэнергетикой за весь период эксплуатации за счет затопленных сельхозугодий, образования мелководий и т. п.

В качестве конкретного примера приводится обоснование экономической эффективности обвалования мелководий на Кременчугском водохранилище со сработкой уровня глубже зоны мелководий при условии рассмотрения этого мероприятия в составе ВХК и с учетом суммарного эффекта, получаемого при этом как энергетикой, так и сельским хозяйством.

Ввиду отсутствия компенсации большей части существующих здесь мелководий, степень неполноты компенсации в расчетах была принята равной единице. Удельные затраты на обвалование принимаются на ос-

нове имеющегося опыта обвалования мелководий по польдерной схеме. Единичные затраты назначены дифференцированно, в зависимости от площади единовременного обвалования. Дополнительные затраты на использование в энергетике подпора, равного глубине мелководий (2 *м*), приняты постоянными на данном водохранилище — по 15 млн. руб. Результаты расчетов сведены в табл. 1.

Таблица 1

Варианты	Площадь обвалования, тыс. *га*	Затраты на обвалование		Дополнительные затраты по энергетике, млн. руб.	Суммарные затраты, млн. руб.	Эффект, млн. руб.			Распределение затрат, млн. руб.		Удельные затраты по сельскому хозяйству *руб/га*	Показатель эффективности
		удельные, *руб/га*	полные, млн. руб.			в энергетике	в сельском хозяйстве	суммарный	на энергетику	на сельское хозяйство		
I	5	2400	12	15	27	10,0	1,0	11,0	24,5	2,5	500	0,40
II	10	1700	17	15	32	9,75	2,0	11,75	26,5	5,5	550	0,36
III	15	1200	18	15	33	9,55	3,0	12,55	25,0	8,0	535	0,38
IV	20	800	16	15	31	9,3	4,0	13,30	21,7	5,3	265	0,42

Конечные данные, полученные по всем вариантам, говорят сами за себя.

Применение наших формул к типичному для водохранилищ без сработки Горьковскому водохранилищу приводит к результатам, приведенным в табл. 2.

Показатель эффективности Горьковского гидроузла ниже 0,09. Следовательно, обвалование любого размера мелководий на Горьковском водохранилище из зафиксированных 39,6 тыс. *га* будет эффективно. Оно

Таблица 2

Варианты освоения площадей мелководий, тыс. *га*	Капиталовложения и освоение мелководий		Капиталовложения дополнит. ГЭС, млн. руб.	Эффект, млн. руб.			Распределение капиталовложений, млн. руб.			Показатель эффективности	Удельные капиталовложения по сельскому хозяйству
	удельные, *руб/га*	общие, млн. руб.		в энергетике	в сельском хозяйстве	суммарный	суммарных	на энергетику	на сельское хозяйство		
27,7	1000	27,7	21,2	3,4	5,5	8,9	48,9	18,7	30,2	0,18	1090
20,0	1400	28,0	21,2	3,4	4,0	7,4	49,2	22,6	26,2	0,15	1330
10,0	1200	20,0	21,2	3,4	2,0	5,4	41,2	26,0	15,2	0,13	1540

только повысит показатель народнохозяйственной эффективности ВХК как и на Кременчугском водохранилище.

Основным условием подтверждения приведенных положений и характеристик является своевременное, полное и качественное освоение обвалованных земель. Лучшим решением в этом отношении будет то, когда обвалованные земли начнут использоваться интенсивно практически одновременно с пуском ГЭС. Такое положение соответствует и вышеприведенным примерам (без приведения к расчетному сроку).

Всякая задержка освоения и полноценного использования обвалованного массива снижает и частный и суммарный эффект по комплексу. Уменьшается и показатель эффективности последнего. Такое снижение будет также и при некачественном освоении массивов. Максимальная эффективность, как показывает отечественный и зарубежный опыт (Голландия, США, ФРГ), может быть получена только при образцовом землепользовании и при полной обеспеченности всех производственных условий на обвалованных и тщательно обслуженных сельхозугодьях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сыроежин М. И., К обоснованию экономической эффективности инженерной защиты прибрежных объектов при строительстве гидроузлов, сб. «Труды Гидропроекта», № 17, 1969.

2. Сыроежин М. И., К принципам регулирования стока и использования рек, «Гидротехника и мелиорация», № 5, 1969.

3. Сыроежин М. И., Опыт проектирования и эксплуатации сооружений инженерной защиты объектов на водохранилищах и в нижних бьефах гидроузлов, «Гидротехническое строительство», № 3, 1970.

Прим. ред. Выводы об эффективности обвалования в примерах основаны на «искусственном» учете капиталовложений в ГЭС и энергетического эффекта мелководий, тогда как затраты и эффект уже учтены полностью в проекте при выборе отметки НПУ.

УДК 621.22.001.8

Направления методических исследований эффективности гидроэнергостроительства. Б. Л. Бабурин. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 5—10.

В статье акцентируется внимание на специфические особенности гидроэнергетики, которые не находят достаточного отражения в практике экономических расчетов.

Правильная оценка стоимости живого труда, учет районообразующего значения объектов гидроэнергостроительства, оптимизационный подход к использованию земельных ресурсов при определении стоимости затапливаемых земель существенно улучшат экономическую обоснованность гидроэнергетики. Отмечается также важность исследований, направленных на изучение маневренных преимуществ ГЭС и ГАЭС в сложной энергосистеме и на совершенствование нормативной базы экономических сопоставлений. Иллюстраций нет; библиография — 4 наименования.

УДК 338.45

Об экономических стимулах технического прогресса при социализме. Б. Л. Эрлихман. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 10—17.

Трудности экономического обоснования развития гидроэнергетики как весьма капиталоемкой отрасли иллюстрируют тесную связь между техническим прогрессом и принципами его экономической оценки.

Выявленные марксистско-ленинской экономической наукой преимущества технического прогресса при социализме пока не нашли практического отражения в применяемой методике и экономической литературе. Необходимо совпадение теории и практики более значительного экономического стимулирования новой техники при социализме. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 336.5

К методике расчетов экономической эффективности капиталовложений. М. Н. Мармер, Н. М. Черный. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 18—21.

При проектировании и планировании капитального строительства полное представление об эффективности дает лишь сравнение вариантов. Норматив эффективности зависит от реальных ресурсов народного хозяйства и должен устанавливаться Госпланом СССР как единый для всех отраслей.

Инструктивные указания о приведении разновременных капиталовложений и особенно издержек не применимы при социализме.

Рентабельность фондов не может служить для оценки дополнительных капиталовложений. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 658.152

Оценка рентабельности капиталовложений при строительстве гидроэлектростанций. И. И. Файн. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 21—24.

Важность показателя рентабельности для характеристики ГЭС определяет целесообразность уточнения способа ее определения в проекте ГЭС.

Вследствие условности цен и тарифов для перспективы рекомендуется учет рентабельности по расчетным затратам альтернативных ТЭС. Предлагается учесть также фактор времени и отдельно учитывать эффект мощности и выработки ГЭС. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 338.45

Вопросы экономического обоснования водохозяйственного комплекса. А. А. Макеев. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 25—27.

Рассматриваются принципы экономического обоснования водохозяйственных комплексов (ВХК). Анализируются недостатки и преимущества принципов относительной и абсолютной эффективности капиталовложений, сфера их применимости при обосновании водохозяйственных комплексов и критериальные соотношения при выборе оптимальных параметров и режимов эксплуатации ВХК. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 338.45

Технико-экономические расчеты водохозяйственных комплексов в хозрасчетной практике. Е. Г. Скворцова. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 27—28.

Методы экономической оценки водохозяйственного комплекса и его компонентов основываются на отнесении на каждого участника водохозяйственного комплекса части капиталовложений и ежегодных издержек комплексного гидроузла.

Реализация же долевого участия компонентов ВХК в финансировании строительства комплексного гидроузла встречает затруднения, поэтому предлагается рассматривать ВХК как самостоятельное хозрасчетное предприятие, распределяющее водные ресурсы между участниками ВХК на экономической основе. Стимулом экономического расходования воды и распределения водных ресурсов в условиях хозрасчета должно стать введение платы за водные ресурсы. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 338.45 : 626.81

Водохозяйственное районирование и экономическая оценка водных ресурсов. Л. Н. Егоров, Л. Н. Зыбина, В. П. Иванова, Б. Ю. Истошин, Е. М. Подольский, Э. Е. Теодоронская, А. Е. Флоров. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 28—34.

В общем виде описана водохозяйственная система и ее звенья — речная водохозяйственная система и система транспорта и внутрирайонного распределения воды. Сформулированы принципы водохозяйственного районирования с экономической оценкой водных ресурсов.

Водохозяйственный район замыкается критическим створом, в котором водохозяйственный баланс на расчетном уровне нулевой. В пределах района водные ресурсы обладают едиными средней и замыкающей экономическими оценками.

Даны рекомендации по определению замыкающих и средних оценок воды и использованию их при планировании и в хозрасчете. Иллюстраций — 3; библиография—2 наименования.

УДК 621.311.21.004.17

К оценке амортизационного периода сооружений и оборудования гидроэлектростанций. В. В. Раппопорт, Л. А. Яшин-Фершель. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 35—38.

В статье рассматривается специфика обоснования амортизационного периода гидроэнергетических объектов в связи с проблемой морального износа. Даны предложения о снижении норм реновации сооружений и оборудования ГЭС. Иллюстраций нет; библиография — 8 наименований.

УДК 658.152.013

Об учете капиталовложений в добычу угля при проведении технико-экономических расчетов. Г. А. Кузбасов, И. И. Файн. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 38—42.

Закладываемые в технико-экономические расчеты первоначальные капиталовложения в добычу донецкого угля существенно занижены из-за несоответствия геологоразведочных данных проектов условиям залегания пластов, трудностей сооружения глубоких и мощных шахт в нормативные сроки и др.

Затраты на поддержание добычи при прогнозировании нормативов затрат учитываются в совершенно недостаточной мере, а отчисления на амортизацию не покрывают и половины этих затрат.

Указанные выводы относятся и к кузнецкому углю и к другим видам топлива. Иллюстраций нет; библиография — 2 наименования.

УДК 621.311.21.003.1

Экономическая оценка сроков строительства гидроэлектростанций. Т. Е. Красильникова, Б. Л. Эрлихман. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 43—47.

Освещаются вопросы влияния продолжительности строительства на оценку затрат. Рассматриваются наиболее значительные группы элементов затрат, влияющих на стоимость гидроузла: накладные расходы, удорожание работ в зимнее время, жилкультстроительство и перевозка рабочих, а также учет омертвления капиталовложений. На примере ряда ГЭС дана методика расчета изменения стоимости гидроузла в зависимости от продолжительности строительства. Иллюстраций — 2; библиографии нет.

УДК 621.22.338.92

Проблемы долгосрочного прогнозирования гидроэнергетики. И. А. Терман. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 48—53.

Долгосрочное планирование развития гидроэнергетики предъявляет повышенные требования к информации о гидроэнергетических ресурсах и возможности их комплексного использования, к более полному учету эффекта, достигаемого при гидроэнергетическом строительстве.

При гидроэнергетическом строительстве можно достигнуть условий, благоприятных для дальнейшего развития природного комплекса. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 621.22.003.1

Факторы, определяющие экономический потенциал гидроресурсов. Р. П. Бочкова, Н. М. Жуковец, Л. Ф. Худоярова, Б. Л. Эрлихман. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 53—60.

Исследовано взаимодействие факторов, определяющих величину экономического гидропотенциала (переменного во времени) требований энергетики и комплексных нужд водного хозяйства, экономической характеристики перспективных ГЭС и альтернативных энергоисточников и критериев экономической оценки вариантов.

В статье показаны благоприятные энергетические и комплексные предпосылки гидроэнергостроительства и дана расчетная схема более правильной экономической оценки гидроресурсов по сравнению с действующей методикой. Иллюстраций — 4; библиография — 4 наименования.

УДК 338.98.42:621.311.21

К прогнозу основных технико-экономических показателей ГЭС на перспективу. Г. О. Левит. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 60—64.

Для прогнозирования динамики технико-экономических показателей представляется целесообразным сформулировать ожидаемые наиболее характерные структурные изме-

нения действующих и особенно проектируемых объектов под влиянием научно-технического прогресса, изменения экономической структуры и совершенствования методов народного хозяйства. Иллюстраций нет, библиографии нет.

УДК 621.22:338.984.2

К вопросу о характеристике гидроэнергетического потенциала как промышленного ресурса. И. А. Терман. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 64—67.

Существующая методика оценки гидроэнергетического потенциала не содержит обычные для характеристики полезных ископаемых сведения о степени изученности ресурса, достоверности запасов и их промышленного значения. В целях восполнения этого пробела рекомендуется новая классификация гидроэнергоресурсов. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 621.22 : 338.984.2

Гидроресурсы Ангары и Енисея и дальнейшее развитие энергетики Сибири. Н. Н. Кузнецов, А. В. Лопатин. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 67—71.

В статье отмечаются особенности развития энергетики Сибири и возможность покрытия потребности в электроэнергии с помощью ТЭС на местных углях и ГЭС на Енисее и Ангаре.

Показаны благоприятные эксплуатационные качества ГЭС — маневренность, запасы энергии в водохранилищах, независимость от суровых климатических условий и высокая экономическая эффективность.

Формулируется вывод о целесообразности ускорения темпов строительства ГЭС на Енисее и Ангаре, поскольку это позволит выиграть время для решения сложных проблем, возникающих при сооружении грандиозных угольных разрезов Канско-Ачинского месторождения и сверхмощных ТЭС. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 338.984.2 : 621.311.21

Гидроэнергоресурсы р. Колымы и их использование. В. Г. Петров, Е. Г. Скворцова. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 72—74.

Современное состояние энергетики северо-восточного района страны существенно тормозит развитие края, располагающего богатейшими месторождениями ценных полезных ископаемых.

Рассматриваемый район характеризуется наличием эффективных гидроресурсов, что является основанием для ориентации энергетики Магаданской области на использование гидроресурсов, в первую очередь р. Колымы.

При соответствующих условиях промышленного развития края и темпах строительства ГЭС Колымского каскада могут быть созданы предпосылки для развития Объединенной энергосистемы северо-востока, которая охватит районы Чукотки и Якутии. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 627.42

Эффект межбассейнового компенсированного регулирования водохранилищ ГЭС, Северо-Запада. Г. С. Арсеньев. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 74—78.

Создание объединенных энергосистем с различной регулирующей способностью водохранилищ на реках с асинхронными режимами стока позволяет осуществить межбассейновое компенсированное электрическое регулирование.

В статье освещаются результаты исследований асинхронности стока рек северо-западного экономического района в связи с намечаемым присоединением Кольской и Архангельской энергосистем к ОЭС северо-запада и приведен возможный энергоэкономический эффект за счет организации межбассейнового компенсированного регулирования отдачи (до 7%).

Исследование асинхронности стока проводилось путем прямого сопоставления хода стока на реках района и определения корреляционных связей. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 62.122 : 621.311

К обоснованию гидроэнергостроительства в бассейне р. Белой. Л. А. Антипов, Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 79—81.

Рассматривается использование гидроэнергоресурсов бассейна р. Белой для покрытия потребности в пиковой мощности энергосистем Урала.

Показана целесообразность использования Дюртюлинской ГЭС при развитии ее мощности и строительстве в отдаленной перспективе с использованием гидроузла для водного транспорта и целесообразности строительства Нижне-Суянской ГЭС на р. Уфе. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 620.9

Энергетическое использование рек Западной Грузии и проблема размыва побережья Черного моря. О. И. Халатян. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 81—85.

В статье рассматривается проблема размыва побережья Черного моря, получившая актуальное значение в связи с проектированием ГЭС на реках Бзыби, Кодори и Ингури.

После строительства плотин и водохранилищ на этих реках значительно сократится вынос в море речных наносов. Исследованиями установлено, что размыв береговой полосы моря на рассматриваемых участках и деформации морских склонов происходят и в естественных условиях стока рек и вызываются в основном установившимся волновым

режимом моря. Приводятся цифровые данные о размывах по результатам исследований.

В статье приводятся сведения возможности компенсации уменьшения их выносов путем искусственной подпитки пляжевым материалом береговой полосы в районах устьев рек Бзыби и Кодори и инженерными мероприятиями района устья р. Ингури. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 621.22(73)

Развитие гидроэнергетики США. Д. И. Островский. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 85—90.

В статье приводятся данные об энергетическом потенциале США и его использовании. Приводится динамика показателей развития гидроэнергетики США в XX столетии, рассматриваются некоторые тенденции в области гидроэнергетического строительства. По ряду крупных ГЭС США приводятся экономические данные, которые сопоставляются с аналогичными показателями по ТЭС. Дается оценка перспектив развития ГЭС и ГАЭС США в ближайшие 20 лет. Иллюстраций нет; библиография — 11 наименований.

УДК 621.316.7.003.1.001.24

Экономическая оценка маневренных качеств электрических станций. Д. С. Щавелев, П. П. Долгов, А. А. Папин. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 91—96.

Обосновывается необходимость разработки новых методов экономического учета маневренных свойств электрических станций для решения частных задач. Предлагается методика, основанная на теории оптимального планирования и предполагающая разработку системы замыкающих показателей в масштабе приведенных затрат. В первом приближении технико-экономические оценки маневренных свойств электрических станций могут быть определены путем анализа приведенных затрат в энергосистему при ее развитии в условиях дефицита маневренных свойств. Иллюстраций нет; библиография — 6 наименований.

УДК 621.311.23.003

Влияние неравномерного режима работы блоков ТЭС на их экономические показатели. В. В. Раппопорт, Л. А. Яшин-Фершель. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 96—99.

Статья посвящена анализу фактических данных по ТЭС, работающих в переменном режиме, и экономике выравнивания режима ТЭС при вводе пиковых ГЭС и ГАЭС.

Указаны основные причины снижения экономичности и надежности работы энергоблоков ТЭС при переменном режиме. Дана предварительная количественная их оценка. Иллюстраций — 1; библиография — 6 наименований.

УДК 621.311(084.21)

Покрытие переменной части графика нагрузки энергосистемы европейской части СССР и передача гидроэнергии из Сибири. Н. Н. Крачковский. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 100—104.

Приведены данные, показывающие трудности переменного режима работы блочных ТЭС в Единой энергосистеме европейской части СССР.

Показана актуальность и экономическая эффективность передачи полупиковой мощности ГЭС Ангары и Енисея в ЕЭЭС европейской части при передаваемой мощности 8 млн. *квт*. Иллюстраций нет; библиография — 4 наименования.

УДК 621.311.21.004 : 2.004.15 : 627.86

Обобщенные методы анализа эффективности развития установленной мощности гидроэлектростанций с напорной деривацией. А. А. Башкиров, О. Н. Гогичадзе. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 105—112.

Определение экономического диаметра напорного деривационного туннеля является важной задачей при анализе эффективности развития установленной мощности ГЭС. В статье сделана попытка найти зависимость между экономическим диаметром напорного деривационного туннеля ГЭС и среднекубического расхода. Среднекубический расход (приведенный) в свою очередь также определяется по обобщенным кривым в зависимости от расчетного расхода ГЭС и среднегодового расхода водотока. Иллюстраций — 4; библиографии нет.

УДК (621.311.21 : 621.2213).004

Оптимизация параметров энергетических водопроводящих сооружений ГЭС и ГАЭС. Ю. С. Васильев. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 112—116.

Необходимость пересмотра способов обоснования параметров водопроводящих сооружений обусловлена уточнением критериев оптимальности и использованием ЭЦВМ.

Приводится пример оптимизации параметров соединительного канала ГАЭС, подтверждающий необходимость учета неустановившихся режимов.

Целесообразно составление указаний по технико-экономическому обоснованию параметров водопроводящих сооружений. Иллюстраций — 2; библиография — 12 наименований.

УДК 121.311.21.001.2

К вопросу о расчетной обеспеченности гидроэлектростанций. Г. Н. Лялик. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 116—122.

Рассматривая существо расчетной обеспеченности в литературе, автор высказывает сомнение в возможности ее обоснованных нормативов, относимых условно к безаварийной работе энергосистем.

Возможность оптимизации мощности ГЭС с помощью ЭВМ определяет целесообразность создания экономико-математических моделей без совершенствования нормативов обеспеченности. Иллюстраций — 1; библиография — 7 наименований.

УДК 621.221.4.003.13

Энергоэкономические предпосылки сооружения ГАЭС в Объединенной энергосистеме Юга. Ю. А. Юхнов, Т. Ю. Копылова. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 122—126.

В статье на основании анализа перспектив развития Объединенной энергосистемы Юга показаны потребности энергосистемы в строительстве ГАЭС, анализируются основные функции их работы и даются технико-экономические показатели перспективных объектов строительства. Иллюстраций — 2; библиографии нет.

УДК 621.221.4.0012/479.251

Энергетические предпосылки и возможности строительства ГАЭС в Армянской ССР. В. Б. Ростомян. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 127—131.

Дана характеристика энергоресурсов Армении и освещены перспективы электробаланса в условиях исчерпания экономичных ресурсов гидроэнергии.

Показана целесообразность строительства в будущем ГАЭС и даны характеристики первоочередных ГАЭС в основном у оз. Севан. Иллюстраций — 2; библиографии нет.

УДК 631.311.21.004.1

Некоторые вопросы опыта эксплуатации Плявиньской ГЭС имени В. И. Ленина. Л. Г. Горулева. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 131—135.

Приводятся данные о фактическом освоении энергетического эффекта Плявиньской ГЭС, анализируются ограничения режима эксплуатации ГЭС, приводится сопоставление проектных и фактических показателей ГЭС. Иллюстраций — 1; библиографии нет.

УДК 621.311.21.004.1

Экономика временной эксплуатации гидроэлектростанций. Н. М. Жуковец. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 135—141.

Дается краткое изложение и анализ основных показателей периода временной эксплуатации по фактическим данным ряда построенных ГЭС — сроков временной эксплуатации и заполнения водохранилища, динамики капиталовложений, пусковой освоенности, образования основных фондов, а также эксплуатационных затрат. Сделан вывод о важности дальнейшего изучения этого периода и приводятся рекомендации для отражения показателей временной эксплуатации в проектах и пусковых схемах. Иллюстраций — 5; библиографии нет.

Выбор оптимальной схемы регулирования стока в речном бассейне. Е. М. Подольский, А. Е. Флоров. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 142—150.

В статье предложена нелинейная экономико-математическая модель речного бассейна. При заданном уровне водопотребления (статическая постановка задачи) находится такое распределение регулирующих емкостей между водохранилищами каскада, которое обеспечивает водохозяйственный баланс в заданных створах и отвечает минимуму приведенных расчетных затрат по речной водохозяйственной системе.

Для решения этой задачи авторами предложены два алгоритма, один из которых использует классический метод нахождения условного экстремума, а другой — комбинацию классического метода с методом динамического программирования. Иллюстраций—1; библиография — 8 наименований.

УДК 627.81.004

Народнохозяйственные предпосылки территориального перераспределения речного стока. Н. В. Пучкова. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 150—154.

Территориальное перераспределение стока должно рассматриваться как один из методов решения задач по обеспечению водой развивающегося народного хозяйства. Дальнейшее наращивание масштабов территориального перераспределения стока затрагивает широкий круг вопросов, решение которых требует глубоких проектных и исследовательских проработок. Проектные и исследовательские работы по этим сложным проблемам требуют вовлечения многих специализированных институтов и организаций. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 621.22.03.

К вопросу о народнохозяйственном обосновании крупных переброс стока. Ф. Я. Украинский. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 154—158.

Характеризуются принципы, которыми следует руководствоваться при народнохозяйственном обосновании крупных водохозяйственных мероприятий. Отмечается недостаточная народнохозяйственная обоснованность проектных проработок переброски стока северных рек в бассейн Каспийского и Азовского морей и стока сибирских рек в бассейн Аральского моря. Иллюстраций нет; библиография — 5 наименований.

УДК 126.824.004

Некоторые вопросы оптимизации распределения воды в водохозяйственном комплексе. М. П. Федоров. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 159—161.

В статье рассматриваются вопросы распределения воды между водопотребителями и водопользователями водохозяйственного комплекса в процессе проектирования основных параметров комплексных гидроузлов. Предлагается критерий оптимальности распределения воды в условиях дефицита водных ресурсов. Иллюстраций нет; библиография — 6 наименований.

УДК 626.81

Водохозяйственные проблемы в бассейне р. Тисы. Г. Г. Гангардт. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 161—166.

Приводится водохозяйственная характеристика бассейна р. Тисы, показана зависимость развития народного хозяйства в бассейне от осуществления крупных водохозяйственных мероприятий по борьбе с наводнениями.

Наиболее эффективным является регулирование стока р. Тисы путем строительства комплексных водохранилищ, что должно быть рассмотрено в составляемой Генсхеме использования и охраны водных ресурсов бассейна. Иллюстраций — 1; библиографии нет.

УДК 627.2.003.1

К решению проблемы Каспийского моря. В. С. Замахаев, Р. И. Селиванов. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 166—170.

В статье рассматриваются мероприятия для предотвращения или замедления снижения уровня Каспийского моря и вызываемых этим явлением отрицательных последствий для рыбного хозяйства, морского транспорта, нефтяной промышленности и др., а также проблемы, возникающие в связи с проектируемой переброской стока северных рек. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 626.88 : 338.984.2

Народнохозяйственное значение водных ресурсов р. Чулым. И. Г. Матвеев, М. А. Смирнов. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 170—173.

Природные и минерально-сырьевые ресурсы бассейна р. Чулым создают предпосылки строительства уникального Причулымского топливно-энергетического комплекса. Намечающийся дефицит водного баланса потребовал разработки обоснованной схемы комплексного использования водных ресурсов.

Дается описание схемы использования, предусматривающей сооружение водохранилищ для водоснабжения промышленности, создание прудов-охладителей для ГРЭС и хозяйственно-питьевое водоснабжение городов. В статье ставятся проблемы, связанные с созданием прудов-охладителей ГРЭС, температурным режимом и биологией водоемов и др. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 626.88:338,984.2

Перспективы управляемого рыбоводного хозяйства на р. Печоре при строительстве Усть-Ижемской ГЭС. А. А. Москалев, Ю. А. Митрохин. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 174—177.

На основании обобщения отечественного и зарубежного опыта лососеводства дается биологическое обоснование для создания на р. Печоре высокоэффективного управляемого рыбоводного хозяйства, включающего лососевые рыбоводные заводы, мелиорацию нерестовых притоков Печоры, экспериментальное сооружение нерестовых каналов и т. д. На основании анализа очередности строительства гидроузлов на Печоре оценивается целесообразность строительства производственно-экспериментального лососевого завода до начала сооружения Усть-Ижемской ГЭС с целью отработки биотехники разведения семги в бассейне Печоры. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 626.88 : 338.984.2

Изменение режима уровней Волжско-Камских водохранилищ в целях повышения их рыбопродуктивности. Я. Д. Гильденблат, Л. В. Миньковин. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 177—183.

На основе исследований и практики рыбохозяйственного освоения водохранилищ Волжско-Камского каскада рассмотрены требования к режиму работы водохранилищ в целях повышения их рыбопродуктивности. Сопоставляются требования рыбного хозяйства с данными фактической эксплуатации водохранилищ и показываются их противоречия. Обосновывается важность перехода на режим уровней водохранилища, приемлемый для рыбного хозяйства на трех водохранилищах. Приводится оценка энергетических потерь и рыбохозяйственной эффективности при переходе на рекомендуемый уровенный режим. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 626.88.338.984.2

Об эффективности рыбопропускных сооружений комплексных гидроузлов. А. А. Москалев, Л. В. Миньковин. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 184—186.

Анализируется понятие «эффективность рыбопропускного сооружения», которую предлагается оценивать как эффективную работу конструкций сооружения, обеспечение пропуска максимального количества рыбы, а также как мероприятие в системе воспроизводства рыбных запасов. Учитывая низкую эффективность работы существующих рыбопропускных сооружений, даются конкретные рекомендации по выбору комплекса рыбохозяйственно-мелиоративных мероприятий. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 556.18 : 626.882

Основы дифференцированного распределения затрат водохозяйственного комплекса. Д. С. Щавелев, Е. Г. Скворцова, М. П. Федоров. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 187—190.

В статье излагаются основные положения метода дифференцированного распределения капитальных вложений и ежегодных издержек водохозяйственного комплекса (ВХК). Устанавливаются показатели распределения затрат в ВХК при разной экономической эффективности компонентов комплекса. Иллюстраций нет; библиография — 1 наименование.

УДК 556.18 : 336.5

О методах распределения капиталовложений между участниками комплексного сооружения. М. Н. Мармер. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 191—196.

Распределение капитальных вложений анализируется на примере предложенных методов распределения комплексных затрат.

Авторы считают правильным принцип одинаковой степени снижения расчетных затрат для участников комплекса и предлагает модификацию расчетной схемы для реализации этого принципа. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 338 : 621.22

Некоторые вопросы распределения комплексных затрат. Л. Г. Горулева, Т. Е. Красильникова, С. С. Супруи, Б. Л. Эрлихман, Э. А. Яновская. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 196—204.

На примере большого числа водохозяйственных комплексов анализируются различные методы распределения комплексных затрат между отраслями.

Показано, что экономически обоснованным следует считать распределение затрат при равной эффективности и отнесении прямых отраслевых издержек на отдельные компоненты.

Рассмотрено распределение затрат в условиях неодновременного освоения эффекта отдельными участниками комплекса. Иллюстраций — 4; библиография — 4 наименования.

УДК 621.311.21 : 627.82 : 338.94

Эффективность сооружения Могилев-Подольского комплексного гидроузла. Ю. А. Юхнов, В. М. Онищенко. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 205—209.

Статья посвящена оценке экономической эффективности Могилев-Подольского гидроузла и распределению затрат между отраслями — компонентами водохозяйственного комплекса.

Дается краткая характеристика экономического эффекта гидроузла и его основных участников.

В статье приводится вариант распределения затрат по гидроузлу по методу равного срока окупаемости дополнительных капиталовложений и рекомендуется метод финансирования строительства гидроузла за счет различных отраслей народного хозяйства. Иллюстраций — 1; библиографии — нет.

УДК 626.8.003.1

Об экономической оценке сельскохозяйственных земель, затапливаемых водохранилищами. Е. А. Елохин. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 209—214.

В статье анализируется экономическая оценка сельскохозяйственных земель в условиях социалистической экономики. Показаны возможные методы экономической оценки сельскохозяйственных земель: а) восстановления нарушенных материальных балансов и компенсационных мероприятий; б) учета потери чистого дохода с затапливаемых территорий и в) земельной ренты за отчуждаемую под водохранилища землю как разницу между чистым доходом с затопленного участка и подлежащего освоению в качестве компенсации.

На условном примере показано, что эти методы при правильном их применении дают одинаковые результаты. Так как в двух из этих методов плата за землю как за природопользование не предусматривается, то такая плата должна рассматриваться как условный прием в технико-экономических расчетах. Иллюстраций нет; библиографии нет.

УДК 626.8 : 338.94

Экономическая эффективность освоения мелководий водохранилищ. М. И. Сыроежин. Труды Гидропроекта, № 29, 1973, стр. 215—219.

Предлагаемая в статье методика обоснования освоения мелководий базируется на методе общей экономической эффективности капитальных вложений. В статье поясняются условия определения расчетных данных.

Рекомендуемая методика иллюстрируется примерами определения показателя эффективности освоения мелководий в условиях водохранилищ как с глубокой сработкой уровней, так и при отсутствии таковой. Иллюстраций нет; библиография — 3 наименования.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Предисловие 3

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

Методика и нормативы экономических обоснований объектов гидроэнергетического строительства

Б. Л. Бабурин. Направления методических исследований эффективности гидроэнергостроительства 5

Б. Л. Эрлихман. Об экономических стимулах технического прогресса при социализме 10

М. Н. Мармер, Н. М. Черный. К методике расчетов экономической эффективности капиталовложений 18

И. И. Файн. Оценка рентабельности капиталовложений при строительстве гидроэлектростанций 21

А. А. Макеев. Вопросы экономического обоснования водохозяйственного комплекса 25

Е. Г. Скворцова. Технико-экономические расчеты водохозяйственных комплексов в хозрасчетной практике (сообщение) 27

Л. Н. Егоров, Л. Н. Зыбина, В. П. Иванова, Б. Ю. Истошин, Е. М. Подольский, Э. Е. Теодоронская, А. Е. Флоров. Водохозяйственное районирование и экономическая оценка водных ресурсов . . . 28

В. В. Раппопорт, Л. А. Яшин-Фершель. К оценке амортизационного периода сооружений и оборудования гидроэлектростанций 35

Г. А. Кузбасов, И. И. Файн. Об учете капиталовложений в добычу угля при проведении технико-экономических расчетов 38

Т. Е. Красильникова, Б. Л. Эрлихман. Экономическая оценка сроков строительства гидроэлектростанций 43

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

Основы перспективного плана гидроэнергетического строительства

И. А. Терман. Проблемы долгосрочного прогнозирования гидроэнергетики . . 48

Р. П. Бочкова, Н. М. Жуковец, Л. Ф. Худоярова, Б. Л. Эрлихман. Факторы, определяющие экономический потенциал гидроресурсов 53

Г. О. Левит. К прогнозу основных технико-экономических показателей ГЭС на перспективу 60

И. А. Терман. К вопросу о характеристике гидроэнергетического потенциала как промышленного ресурса 64

Н. Н. Кузнецов, А. В. Лопатин. Гидроресурсы Ангары и Енисея и дальнейшее развитие энергетики Сибири 67

В. Г. Петров, Е. Г. Скворцова. Гидроэнергоресурсы р. Колымы и их использование 72

Г. С. Арсеньев. Эффект межбассейнового компенсированного регулирования водохранилищ ГЭС Северо-Запада (сообщение) 74

Л. А. Антипов. К обоснованию гидроэнергостроительства в бассейне р. Белой (сообщение) 79

О. И. Халатян. Энергетическое использование рек Западной Грузии и проблема размыва побережья Черного моря 81

Д. И. Островский. Развитие гидроэнергетики США 85

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

Обоснование параметров гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций и оценка их маневренных свойств

Д. С. Щавелев, П. П. Долгов, А. А. Папин. Экономическая оценка маневренных качеств электрических станций 91

В. В. Раппопорт, Л. А. Яшин-Фершель. Влияние неравномерного режима работы блоков ТЭС на их экономические показатели 96
Н. Н. Крачковский. Покрытие переменной части графика нагрузки энергосистемы европейской части СССР и передача гидроэнергии из Сибири . . 100
А. А. Башкиров, О. Н. Гогичадзе. Обобщенные методы анализа эффективности развития установленной мощности гидроэлектростанций с напорной деривацией 105
Ю. С. Васильев. Оптимизация параметров энергетических водопроводящих сооружений ГЭС и ГАЭС 112
Г. Н. Лялик. К вопросу о расчетной обеспеченности гидроэлектростанций . . 116
Ю. А. Юхнов, Т. Ю. Копылова. Энергоэкономические предпосылки сооружения ГАЭС в Объединенной энергосистеме Юга 122
В. Б. Ростомян. Энергетические предпосылки и возможности строительства ГАЭС в Армянской ССР 127
Л. Г. Горулева. Некоторые вопросы опыта эксплуатации Плявиньской ГЭС имени В. И. Ленина 131
Н. М. Жуковец. Экономика временной эксплуатации гидроэлектростанций . 135

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

Народнохозяйственные требования к регулированию и перераспределению стока

Е. М. Подольский, А. Е. Флоров. Выбор оптимальной схемы регулирования стока в речном бассейне 142
Н. В. Пучкова. Народнохозяйственные предпосылки территориального перераспределения речного стока 150
Ф. Я. Украинский. К вопросу о народнохозяйственном обосновании крупных переброс стока 154
М. П. Федоров. Некоторые вопросы оптимизации распределения воды в водохозяйственном комплексе 159
Г. Г. Гангардт. Водохозяйственные проблемы в бассейне р. Тисы 161
В. С. Замахаев, Р. И. Селиванов. К решению проблемы Каспийского моря 166
И. Г. Матвеев, М. А. Смирнов. Народнохозяйственное значение водных ресурсов р. Чулым 170
А. А. Москалев, Ю. А. Митрохин. Перспективы управляемого рыбоводного хозяйства на р. Печоре при строительстве Усть-Ижемской ГЭС 174
Я. Д. Гильденблат, Л. В. Миньковин. Изменение режима уровней Волжско-Камских водохранилищ в целях повышения их рыбопродуктивности . . 177
А. А Москалев, Л. В. Миньковин. Об эффективности рыбопропускных сооружений комплексных гидроузлов 184

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ

Экономическая эффективность водохозяйственных комплексов и экономика водохранилищ

Д. С. Щавелев, Е. Г. Скворцова, М. П. Федоров. Основы дифференцированного распределения затрат водохозяйственного комплекса . . . 187
М. Н. Мармер. О методах распределения капиталовложений между участниками комплексного сооружения 191
Л. Г. Горулева, Т. Е. Красильникова, С. С. Супрун, Б. Л. Эрлихман, Э. А. Яновская. Некоторые вопросы распределения комплексных затрат 196
Ю. А. Юхнов, В. М. Онищенко. Эффективность сооружения Могилев-Подольского комплексного гидроузла 205
Е. А. Елохин. Об экономической оценке сельскохозяйственных земель, затапливаемых водохранилищами 209
М. И. Сыроежин. Экономическая эффективность освоения мелководий водохранилищ 215

Замеченные опечатки

Страница	Напечатано	Следует читать
12, 7 строка снизу	овестествленного	овеществленного
15, 6 строка снизу	$\Delta K = \Delta и + \Delta и_{зм}$	$\Delta K = \Delta и_{м} + \Delta и_{зм}$
17, 5 строка снизу	сновнания	сознания
44, 5 строка сверху	$K_{э} = K_{э-1}\left(\frac{T_1}{T_i} - 1\right)$	$\Delta K_{э} = K_{э-1}\left(1 - \frac{T_i}{T_1}\right)$.
58, 4 строка снизу	$K_N^{ГЭС}\ \frac{K_N^{ГЭС}}{?_{ГЭС}}$.	$K_N^{ГЭС} = \frac{K_N^{ГЭС}}{?_{ГЭС}}$. (5)
58, 17 строка снизу	—	формула (4)
89, 3 строка снизу	ГЭС	ТЭС