

Г. И. ЧОГОВАДЗЕ

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

ГРУЗИИ



Г. И. ЧОГОВАДЗЕ

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ГРУЗИИ

*Глубокоуважаемому
Михаилу Михайловичу*

От автора

25. VI. 71 г.

«ЭНЕРГИЯ»

МОСКВА 1971

В работе рассмотрены основные вопросы гидроэнергостроительства, создания энергетической системы и развития на этой базе электрификации народного хозяйства Грузии.

Книга рассчитана на широкий круг читателей.

3-3-5

Б.3.54/70№3

ПРЕДИСЛОВИЕ

Грузия по праву считается страной «белого угля». По запасам водной энергии она значительно опережает многие страны Европы. На исходе прошлого и в начале XX в. в Грузии были сделаны первые шаги по пути практического освоения дешевой водной энергии: было сооружено несколько маломощных гидроэлектростанций, в основном вблизи курортов.

Широкое использование водной энергии в Грузии началось после установления Советской власти. Основа гидроэнергостроительства была заложена сооружением Земо-Авчальской гидроэлектростанции; после этого последовало строительство целого ряда других мощных гидроэлектростанций.

За годы Советской власти в Грузии построен ряд крупных и средних по мощности ГЭС, объединенных в энергетическую систему, обеспечивающую развитие всех отраслей народного хозяйства республики. Накоплен большой практический опыт использования богатейших ресурсов горных рек, проектирования и строительства гидроэнергетических объектов в сложнейших горных условиях.

Следует отметить, что гидроэлектростанции, возводимые на горных реках, как правило, представляют комплекс сложных гидротехнических сооружений. Характерной чертой ГЭС на горных реках является также то, что их отдельные сооружения часто расположены на расстоянии нескольких километров друг от друга, а нередко и нескольких десятков километров. Это обстоятельство еще больше осложняет использование горных рек и часто вызывает необходимость осуществления сложных схем использования рек с дополнительными перебросками притоков и смежных рек.

Энергетические схемы использования горных рек, так же как и состав сооружений деривационных ГЭС, весьма разнообразны. Здесь, за исключением редких случаев, нельзя пользоваться обычными решениями и для эффективного использования каждого участка реки требуется индивидуальный, творческий подход. Гидроэлектростанциям, построенным в горных условиях Грузии, свойственно большое разнообразие типов и параметров основных сооружений. Расходы воды, используемые ими, колеблются от сотен литров до нескольких сотен кубических

метров в секунду. При этом велик и диапазон напоров — от немногих десятков до сотен метров.

За истекшие более чем сорок лет широкого гидроэнергостроительства в Грузинской ССР накоплен весьма богатый опыт.

Предлагаемый труд, который является дополненным и переработанным изданием, выпущенным автором в 1968 г. на грузинском языке книги «Строительство гидроэлектростанций в Грузии», ставит своей целью систематизацию и обобщение опыта гидроэнергостроительства в Грузии. Здесь в основном рассмотрены схемы использования водотоков, вопросы гидроэнергостроительства, создания энергетической системы и развития на этой базе электрификации народного хозяйства Грузии. Значительное место в книге уделено краткой характеристике имеющихся электростанций, параметрам их основных сооружений, а также излагается ближайшая перспектива развития энергетики республики.

Свой скромный труд автор посвящает 100-летию со дня рождения В. И. Ленина, имя которого гордо носит первенец советского гидроэнергостроительства в Грузии — Земо-Авчальская гидроэлектростанция, а также 50-летию установления Советской власти в Грузии.

Автор выражает свою признательность за ряд указаний и советов, высказанных доктором техн. наук, проф. В. С. Эрнстовым при просмотре настоящей книги. Автор считает необходимым выразить благодарность доктору техн. наук, акад. АН Груз. ССР П. Г. Шенгелия, доктору техн. наук проф. А. А. Лосаберидзе, канд. техн. наук, инж. А. А. Башкирову и инженерам И. Б. Мамаладзе и С. Г. Рутковскому, сделавшим ряд ценных замечаний и советов, учтенных в окончательной редакции.

Все замечания и пожелания по книге просьба направлять в адрес издательства «Энергия»: Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Автор.

КРАТКИЙ ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА В ГРУЗИНСКОЙ ССР

*Коммунизм - это есть Советская
власть плюс электрификация всей
страны.*

В. И. Ленин

В своих трудах В. И. Ленин неоднократно касался проблемы электрификации, ее особой роли и значения в создании материально-технической базы социализма, в деле победы коммунизма. В. И. Ленин считал, что электрификация Советского Союза означает не только интенсивное строительство электростанций, но и широкое применение электроэнергии для социалистического преобразования всего народного хозяйства на базе новейшей техники. «Только тогда, когда страна будет электрифицирована,— отмечал В. И. Ленин на VIII Всероссийском съезде Советов в декабре 1920 г.,— когда под промышленность, сельское хозяйство и транспорт будет подведена техническая база современной крупной промышленности, только тогда мы победим окончательно»¹. Советский народ под руководством Коммунистической партии успешно решил эту задачу всемирно-исторического значения.

Программа социалистического строительства в нашей стране нашла свое конкретное воплощение в первом же народнохозяйственном плане—ГОЭЛРО, вдохновителем которого был В. И. Ленин. В плане ГОЭЛРО дано ясное и научное обоснование перспектив строительства социализма. Сущность его состояла в том, чтобы поднять нашу экономику до уровня достижений политического строя. В. И. Ленин говорил, что это «.. великий хозяйственный план, рассчитанный не меньше чем на десять лет и показывающий, как перевести Россию на настоящую хозяйственную базу, необходимую для коммунизма»².

План ГОЭЛРО, предусматривающий строительство 30 районных электростанций общей мощностью 1,75 млн. квт, был

¹ В. И. Ленин, Полное собр. соч., 1963, т. 42, стр. 159.

² В. И. Ленин, Там же, стр. 158.

выполнен в кратчайший срок — к 1931 г., когда мощность районных электростанций уже превысила 2 млн. *квт*.

В первые годы своего существования Советский Союз занимал одно из последних мест в мире по производству электроэнергии. Еще в 1913 г. Соединенные Штаты Америки, Германия, Англия, Канада, Италия, Франция и Норвегия отдельно взятые производили больше электроэнергии, чем все электростанции России. Выполнением плана ГОЭЛРО и пятилетних планов развития народного хозяйства наша страна постепенно перегнала капиталистические страны по производству электроэнергии, а сейчас прочно утвердилась на первом месте в Европе и на втором — в мире.

После Великой Октябрьской социалистической революции производство электроэнергии в нашей стране выросло более чем в 300 раз и достигло в 1968 г. 639 млрд. *квт-ч* (табл. 1-1). Советская электроэнергетика развивается такими высокими темпами, которых не знает ни одна другая страна мира.

Таблица 1-1

Мощности электростанций и производство электроэнергии в СССР¹

Годы	Мощность электростанций, тыс. <i>квт</i>	Производство электроэнергии, млн. <i>квт-ч</i>	Годы	Мощность электростанций, тыс. <i>квт</i>	Производство электроэнергии, млн. <i>квт-ч</i>
1913	1 141	2 039	1958	53 641	235 350
1916	1 192	2 575	1959	59 267	265 112
1921	1 228	520	1960	66 721	292 274
1928	1 905	5 007	1961	74 098	327 611
1932	4 677	13 540	1962	82 461	369 275
1937	8 235	36 173	1963	93 050	412 418
1940	11 193	48 309	1964	103 584	458 902
1945	11 124	43 257	1965	115 033	506 672
1946	12 338	48 571	1966	123 007	544 566
1950	19 614	91 226	1967	131 727	587 699
1952	25 300	119 000	1968	142 504	638 661
1955	37 246	170 225			

¹ «Народное хозяйство СССР в 1965 году», статистический ежегодник, 1966, стр. 169
«Народное хозяйство СССР в 1967 году», статистический ежегодник, 1968, стр. 230.

В стране за период с 1913 г. до настоящего времени резко возросло производство электроэнергии на душу населения (*квт -ч*):¹

1913	12,8	1960	1364
1928	33	1965	2198
1940	255	1966	2336
1950	507	1967	2495
1955	868	1968	2700

¹ Промышленность СССР, статистический сборник, 1964, стр. 44—45; «Народное хозяйство СССР в 1965 году», статистический ежегодник, 1966, стр. 97; «Народное хозяйство СССР в 1967 году», статистический ежегодник, 1968, стр. 154.

В Советском Союзе высокими темпами развивается социалистическое энергетическое хозяйство, особенность которого выражается в концентрации электромощностей и централизации электроснабжения. Например, коэффициент централизации электроснабжения в 1965 г. составил 92,8%. Для нашей страны характерно создание мощных энергосистем с высоковольтными линиями электропередачи путем объединения крупных тепло- и гидроэлектростанций.

В плане ГОЭЛРО В. И. Ленин особое значение придавал строительству гидроэлектростанций и комплексному использованию водных ресурсов нашей страны. Из 30 электростанций по плану ГОЭЛРО предусматривалось строительство десяти районных гидроэлектростанций общей мощностью 640 тыс. *квт*. Это и понятно, поскольку гидроэнергостроительство имеет большое народнохозяйственное значение, что выражается в использовании гидроэлектростанциями непрерывных и постоянно обновляющихся энергетических ресурсов водотоков, в экономии топлива для других нужд народного хозяйства; гидроэлектростанции дают дешевую электроэнергию, что, как правило, обуславливает их высокую эффективность, повышает надежность и маневренность энергосистем; водохранилища, создающиеся для них, дают возможность комплексно использовать водные ресурсы.

Придавая важное значение социалистической индустриализации отсталых при царизме окраин, В. И. Ленин еще в апреле 1921 г. писал коммунистам Азербайджана, Грузии, Армении, Дагестана и Горской республики, что надо «Всеми силами развить, .. производительные силы богатого края, белый уголь, орошение... Сразу постараться... начать крупные работы электрификации, орошения»¹.

И действительно, с первых же дней победы социалистической революции во всех республиках, в частности в Закавказских, развернулись работы по электрификации, началась борьба за осуществление этого исторического указания В. И. Ленина. В письме от 16 октября 1922 г.,* адресованном Г. К. Орджоникидзе, В. И. Ленин поддержал предложение о строительстве первой в Грузии Земо-Авчальской гидроэлектростанции.

Грузинская ССР выделяется богатством гидроэнергетических ресурсов. Потенциальная мощность наших стремительных рек составляет 15,5 млн. *квт*, чему соответствует 135,7 млрд. *квт-ч* потенциальных ресурсов. При этом технический потенциал равен 67,9 млрд. *квт-ч*, а экономически эффективная часть - 32,03 млрд. *квт-ч*. Потенциальные ресурсы всего поверхностного стока (потенциальная энергия всех поверхностных водных

¹ В. И. Ленин, Полное собр. соч., 1970, т. 43, стр. 199, 200.

* В. И. Ленин. Об электрификации, изд. 2-е, доп. Политиздат, 1964, стр. 274.

потоков, включая склоновый сток) Грузии составляют 25,0 млн. *квт*, или 219 млрд. *квт-ч* в средний по водности год. Это большое национальное богатство. В структуре потенциальных энергетических ресурсов Грузии удельный вес гидроэнергетических ресурсов чрезвычайно велик. Не многие страны мира могут сравниться с Грузией насыщенностью гидроэнергетическими ресурсами. На каждый квадратный километр территории республики приходится 970 тыс. *квт-ч* технического потенциала.

По величине учтенных потенциальных гидроэнергетических ресурсов Грузия занимает четвертое место в СССР (после РСФСР, Таджикской ССР и Казахской ССР), а по величине удельного технического потенциала — одно из первых мест в мире. Запасы учтенных потенциальных ресурсов на душу населения республики (28,6 тыс. *квт-ч*) в 2 раза больше, чем в среднем по Советскому Союзу (13,9 тыс. *квт-ч*). По потенциальной мощности рек Грузинская ССР опережает такие страны, как Испания, Франция, Югославия, Англия, Чехословакия, Болгария и др. Потенциальная мощность рек Грузии превышает мощности рек Франции (7,7 млн. *квт*) и Австрии (7,0 млн. *квт*) или Португалии (5,8 млн. *квт*), Финляндии (1,9 млн. *квт*) и Федеративной Республики Германии (2,8 млн. *квт*) вместе взятых.

Гидроэнергетические ресурсы распределены по территории Грузии очень неравномерно. Большинство рек являются бурными горными реками; часть из них питается ледниками, другая же часть — снегом, дождями и грунтовыми водами. Существенное влияние на режим рек оказывают также своеобразные климатические условия отдельных районов республики.

Эти условия и определяют то различие, которое наблюдается между реками Западной и Восточной Грузии как в отношении водности, так и по режиму.

Реки Западной Грузии характеризуются многоводностью, что объясняется обилием в этом районе атмосферных осадков и питанием большинства рек ледниками и вечными снегами Главного Кавказского хребта. Реки Восточной Грузии характеризуются большим колебанием расходов, наводнениями и другими особенностями.

Следовательно, основная часть потенциальной гидроэнергии республики сосредоточена в Западной Грузии (табл. 1-2) *.

Весьма характерным является распределение потенциальных гидроэнергетических ресурсов республики по крупным и средним рекам в зависимости от их мощности (табл. 1-3)**.

Как видно из этих данных, около 60% всей потенциальной энергии приходится на крупные реки мощностью более 100 тыс. *квт* и только 40% на все остальные реки.

* П. Г. Шенгелия, Гидроэлектрические станции, Тбилиси, 1967, стр. 39.

** Там же, стр. 40.

Географическое распределение гидроэнергетических ресурсов

Показатели	Всего	В том числе	
		Восточная Грузия	Западная Грузия
Суммарная энергия крупных и средних рек, млрд. квт·ч	135,8	39,6	96,2
То же, %	100	29,2	70,8
Технические гидроэнергетические ресурсы, млрд. квт·ч	67,9	18,3	49,6
То же, %	100	27,0	73,0
Экономически эффективные гидроэнергетические ресурсы, млрд. квт·ч	32,03	7,43	24,60
То же, %	100	23,1	76,9

Эти же данные указывают, что на наиболее крупные реки, мощность которых превышает 500 тыс. квт, приходится около 35% всей энергии. Это обстоятельство имеет чрезвычайно большое значение с точки зрения крупного гидроэнергостроительства. Такими крупными реками являются Ингури, Кура, Риони, Цхенис-Цкали, Кодори,

Бзыбь и Храми, где практически и должны быть сосредоточены объекты первоочередного гидроэнергетического строительства. Основные гидроэнергетические характеристики этих рек приведены в табл. 1-4.

Во всех работах, посвященных вопросам гидроэнергостроительства в Грузинской ССР, этим основным рекам уделялось большое внимание, и в настоящее время имеется ряд предложений и схем по их использованию.

Большинство рек Грузии берет начало в высоких горах Кавказа и ледниках. Поэтому в местах истоков, находящихся в неприступных ущельях, реки характеризуются большим падением. Это падение в дальнейшем постепенно снижается в зависимости от того, на какое расстояние отходит река от гор и приближается к устью. Вместе с тем расход воды у истоков невелик, а в среднем и нижнем течении, после того как к реке присоединяются притоки, расход постепенно увеличивается. Поэтому

Таблица 1-3

Потенциальные гидроэнергоресурсы рек

Реки мощностью, тыс. квт	Суммарная мощность, тыс. квт	% от суммарной мощности
До 10	570,9	3,7
От 10 до 20	991,4	6,4
» 20 » 50	2091,9	13,5
» 50 » 100	2418,7	15,6
» 100 » 500	4106,8	26,4
Более 500	5326,8	34,4
Всего	15 506,6	100

Распределение мощностей между главнейшими реками Грузинской ССР¹

Река	Среднегодовая мощность, тыс. квт ²	Отношение к суммарной среднегодовой мощности всех рек, %	Среднегодовая удельная мощность, квт/км	Длина реки, км
Ингури	1406	9,07	6 840	206,1
Кура	1135,1	7,33	3 240	350,8
				(в пределах Грузинской ССР)
Риони	1037,1	6,65	3 100	333,0
Цхенис-Цкали . . .	612,2	3,95	3 320	184,5
Кодори	611,2	3,94	7 780	78,6
Бзыбь	531,8	3,43	5 320	101,5
Храми	237,3	1,56	1 305	186,8
Всего	5570,1	35,93	3 865	1441,3

¹ Природные ресурсы Грузинской ССР, т. IV, Гидроэнергетические ресурсы, Изд-во АН СССР, 1962, стр. 134.

² В таблице даны потенциально возможные мощности при 8760 ч использования,

строительство мощных и экономически эффективных гидроэлектростанций возможно почти на всем протяжении реки, в частности, как в высокогорной зоне, где расход воды относительно невелик, но имеется большое падение, так и в нижнем течении, где, наоборот, невелик напор, но имеется большой расход воды.

В Западной Грузии из-за близости гор к морю реки имеют большое падение и быстрое течение. Таковы, например, реки: Риони со своими притоками, Ингури, Кодори, Бзыбь и др. Некоторые из них на протяжении 100—300 км имеют падение до 2 300—2 700 м. Реки Восточной Грузии имеют относительно меньшие падения и скорости течения воды. Несмотря на это, полное использование потенциальной энергии воды р. Куры, как главной речной артерии Восточной Грузии, а также рек Храми и Паравани является весьма важной проблемой, поскольку энергетическое использование рек сочетается здесь с проблемами орошения. Кроме того, существование в Восточной Грузии естественных озер и реальная возможность создания искусственных водохранилищ создают условия для строительства мощных каскадов регулирующих гидроэлектростанций.

Как известно, колониальная экономическая политика царизма искусственно задерживала развитие производительных сил Грузии, в частности развитие перерабатывающей промышленности, чтобы таким путем обеспечить русский капитализм

сырьем и рынком сбыта. Мало внимания уделялось также изучению и использованию гидроэнергетического богатства Грузии.

Начиная с 80-х годов прошлого века вопрос применения гидравлической энергии наших рек привлек внимание как общественных деятелей Грузии (Н. Николадзе, И. Чавчавадзе и др.), так и русских и иностранных инженеров-энергетиков, в том числе концессионеров капиталистической Европы. Известно множество проектов, предусматривающих строительство гидроэлектростанций на Куре, Арагви, Риони, Ингури и других реках, однако эти проекты остались неосуществленными.

Следует отметить, что в 1913 г. общая суммарная мощность всех электростанций царской России составляла 1 141 тыс. *квт*, а выработка электроэнергии — 2 039 млн. *квт-ч*, в том числе гидроэлектростанций соответственно 16 тыс. *квт* и 35 млн. *квт-ч*.¹ По производству электроэнергии царская Россия занимала восьмое место в мире и шестое в Европе. В Грузии к тому времени было 70 маломощных электростанций, общая мощность которых составляла 8 тыс. *квт*, а годовая выработка электроэнергии 20 млн. *квт-ч*, из них 45 электростанций общей мощностью 6,6 тыс. *квт* находились в Тбилиси, а остальные — в различных районах Грузии. По производству электроэнергии Грузия была в то время на четвертом месте — после России, Украины и Азербайджана, а на душу населения здесь производилось вдвое меньше электроэнергии, чем в России. В это время в Грузии работали следующие гидроэлектростанции: Боржомская мощностью в 290 л. с. (построена в 1898—1903 гг.), Ново-Афонская—180 л. с. (1902—1913 гг.), Гагрская на р. Жоквава — 810 л. с. (1904 г.), Сухумская на р. Беслетка— 600 л. с. (1908—1909 гг.), Пицундская — 45 л. с. (1913 г.), Болнисская — 60 л. с. (1913 г.), Ахалкалакская — 120 л. с. (1914 г.) и др.²

Боржомская гидроэлектростанция была первой в Грузии. В 1913 г. общая мощность действующих гидроэлектростанций в Грузии составляла примерно 2,0 тыс. *квт*, т. е. 25% общей мощности всех электростанций. Эти небольшие гидроэлектростанции были изолированы друг от друга. Следует заметить, что в то время электроэнергия в основном применялась для освещения, считалась предметом роскоши и этим благом пользовались лишь привилегированные классы.

В годы первой мировой войны и главным образом в годы господства меньшевиков все народное хозяйство Грузии пришло в сильный упадок. В исключительно тяжелом положении оказалось энергетическое хозяйство. В эти годы не было построено ни одной новой электростанции. Агрегаты довоенных

¹ Промышленность СССР, статистический сборник, 1964, стр. 231.

² Природные ресурсы Грузинской ССР, т. IV, Гидроэнергетические ресурсы. Изд-во АН СССР, 1962, стр. 20.

электростанций настолько устарели и износились, что один за другим выходили из строя. Производство электроэнергии в 1919 г. уменьшилось на 25% по сравнению с 1913 г. Таким образом, электроэнергетическое хозяйство дореволюционной Грузии, как, впрочем, и всей России, характеризовалось разрозненностью производства электроэнергии, малыми мощностями, незначительным применением гидроэнергии, неприглядным состоянием действующих электростанций.

Советская власть вывела Грузию на широкую дорогу социалистической индустриализации.

В августе 1921 г. научно-технический комитет правительства Грузинской ССР принял решение о строительстве Земо-Авчальской гидроэлектростанции (ЗАГЭС). ЗАГЭС — краса и гордость Советской Грузии, носящая имя великого Ленина, была первой крупной гидроэлектростанцией в Советском Союзе после Волховской ГЭС. Мощность ЗАГЭС в 3,5 раза превышала мощность всех действовавших в 1913 г. электростанций Грузии.

В Советской Грузии развернулось гидроэнергостроительство, из года в год быстрыми темпами росло производство электроэнергии. Коммунистическая партия и Советское правительство с самого же начала заострили внимание на максимальном использовании гидроэнергоресурсов Грузии, в результате чего за короткий срок была создана мощная энергетическая база народного хозяйства республики. Ясное представление об этом дают капитальные вложения в 1921—1940 гг. целиком во всю промышленность, и в частности в энергетическую промышленность (табл. 1-5).

Таблица 1-5

Капитальные вложения ¹

Периоды	Всего промышленность, млн. руб.	В том числе на строительство электростанций и линий передач	
		млн. руб.	%
Восстановительный период (1921—1928 гг.)	55,0	29,9	54,4
Первая пятилетка	321,5	69,8	21,7
Вторая пятилетка	976,6	229,9	23,5
1938—1940 г.	794,4	123,6	15,6
Всего	2147,5	453,2	21,1

¹ В. И. Мелкадзе, Вопросы развития электроэнергетики Грузинской ССР, Труды Института экономики АН Груз. ССР, т. II, 1947, стр. 194.

Как видно из этих данных, удельный вес капитальных вложений в электроэнергетику Грузинской ССР был значительно

выше, чем в другие отрасли промышленности, особенно в 1921—1928 гг.

Опережающие темпы капитальных вложений в строительство электростанций и линий электропередачи обеспечили создание электроэнергетической базы республики. Были построены мощные гидро- и теплоэлектростанции. В последующий период капитальные вложения росли из года в год и индустриальное развитие Грузинской республики шло быстрыми темпами. Энергетическая промышленность заняла одно из ведущих мест во всей промышленности Грузии.

В течение довоенных пятилеток в Грузии были построены Земо-Авчальская (1927 г.), Абашская (1928 г.), Рионская (1933 г.), Аджарис-Цкальская (1937 г.) и Алазанская ГЭС (1939 г.), а также Ткварчельская государственная районная теплоэлектростанция и Тбилисская теплоэлектроцентраль.

В 1940 г. мощность электростанций Грузии достигла 180 тыс. *квт*, что было в 22,5 раза больше, чем в 1913 г., и почти в 7 раз превышала уровень 1928 г. Общее производство электроэнергии составило 742 млн. *квт-ч*, т. е. в 37,1 раза превысило уровень 1913 г. и в 17,6 раза — уровень 1928 г. В 1940 г. удельный вес мощностей гидроэлектростанций был равен почти 64%, а выработанной ими электроэнергии—73% от общей мощности и выработки всех электростанций Грузии.

После Великой Отечественной войны вступили в строй: Храмская ГЭС I (1947 г.), Сухумская (1948 г.), Читаhevская (1949 г.), Ортачальская (1954 г.), Шаорская (1955 г.), Багнарская (1955 г.), Игоетская (1955 г.), Самгорские ГЭС (1955 г.), Бжужинская ГЭС (1956 г.), Гуматская ГЭС II (1956 г.), Ткибульская ГЭС (1956 г.), Гуматская ГЭС I (1958 г.), Ладжанурская (1959 г.), Тирипонская ГЭС (1961 г.) и Храмская ГЭС II (1963 г.). Кроме того, были построены теплоэлектроцентраль Руставского металлургического завода (1949 г.) и Тбилисская государственная районная электростанция (1963 г.) в Гардабанском районе, неподалеку от г. Рустави.

Гидроэлектростанции республики отличаются друг от друга не только мощностью, но и своим назначением. Гидроэлектростанции, объединенные в энергосистему Грузии, можно разделить на три группы. К первой группе относятся гидроэлектростанции, где производство электроэнергии имеет сезонный характер (Земо-Авчальская, Рионская, Аджарис-Цкальская, Сухумская, Читаhevская, Гуматские ГЭС I и II и др.). Во вторую группу входят гидроэлектростанции, возведенные с целью комплексного использования рек как для ирригации, так и для энергетики (Алазанская ГЭС, три Самгорских гидроэлектростанции, Тирипонская, Игоетская ГЭС и др.). В третью группу объединены так называемые регулирующие гидроэлектростанции, производящие электроэнергию в основном в осенне-зимний период, во время маловодья (Храмские ГЭС I и II, Шаорская,

Ткибульская ГЭС). Большое значение для нормальной работы гидроэнергетического хозяйства имеет правильное сочетание мощностей сезонных гидроэлектростанций с регулирующими.

Современная промышленность ставит перед энергетикой повышенные требования как по количественному росту, так и по надежности электроснабжения. Это вызвано быстрым развитием и ростом таких отраслей промышленности, как электроника, телемеханика, электрохимия, электрометаллургия и другие. В Грузии уже заложен прочный фундамент этих отраслей и они быстро развиваются вместе с другими отраслями народного хозяйства. В республике созданы современные предприятия радиоэлектронной, электротехнической, электрохимической, электрометаллургической и других отраслей промышленности, число которых растет из года в год.

Вместе с тем в развитии энергетического хозяйства Грузии имеют место совершенно новые явления, характеризующиеся следующими особенностями.

Во-первых, если предельная мощность отдельных электростанций, возведенных в течение довоенных пятилеток, не превышала 50 тыс. *квт* и вместе с тем они представляли собой гидроэлектростанции деривационного типа с низкими плотинами (Земо-Авчальская, Рионская, Аджарис-Цкальская, Сухумская ГЭС и др.), то в дальнейшем уже началось проектирование и строительство тепло- и гидроэлектростанций мощностью 100 и более тысяч киловатт со средними и высокими плотинами (Ладжанурская ГЭС, Храмская ГЭС I, Храмская ГЭС II, Ингурская ГЭС, теплоэлектроцентраль Руставского металлургического завода, Тбилисская государственная районная теплоэлектростанция и др.). Строительство более мощных электростанций стало возможным в результате развития в Советском Союзе отечественной строительной техники, турбиностроения, создания мощных генераторов и другого гидросилового, механического и электротехнического оборудования.

Вторая особенность состоит в том, что в послевоенный период особое внимание было уделено строительству каскадов гидроэлектростанций на реках Грузии в сочетании с комплексным использованием рек.

Характерно, что сейчас гидроэнергостроительство в республике намечено вести в основном путем строительства каскадов гидроэлектростанций на полноводных реках, в то время как раньше возводились лишь отдельные электростанции на тех или иных реках и то большей частью неподалеку от крупных населенных пунктов (Тбилиси, Кутаиси, Батуми, Сухуми). Каждая последующая электростанция, возведенная на одной и той же реке и улучшающая ее зарегулированность, существенно повышает производство электроэнергии на нижележащих гидроэлектростанциях, одновременно улучшая их технико-экономические показатели. Для иллюстрации достаточно привести каскад

гидроэлектростанций на реке Риони: «Годовая выработка двух последовательных ступеней этого каскада (Гуматских ГЭС) после переброски Цхенис-Цкали через Ладжанури ГЭС в Риони увеличилась на 20%. Сооружение следующей водохранилищной установки повысит годовую выработку еще на 9%. Наконец, после сооружения верхних водохранилищных установок, дополнительная выработка составит 60% от первоначальной. При этом минимальная мощность гидростанции увеличится в 7 раз»¹.

Третья особенность состоит в том, что в гидроэнергостроительстве Грузинской ССР большое значение придается строительству гидроэлектростанций с высокими плотинами. Действительно, в условиях горных районов Грузии для строительства гидроэлектростанций больших мощностей необходимо возведение высоких плотин, обеспечивающих создание определенного запаса воды и нормальную работу ГЭС в части покрытия пиковой нагрузки в зимние месяцы. Опыта такого строительства в Грузинской ССР прежде не было. В настоящее время в республике построена первая бетонная арочная плотина на р. Ладжанури, строительная высота которой составляет 69 м. В Грузии также имеются широкие возможности для создания водохранилищ средней и малой емкостей для зарегулирования стока горных рек и строительства на них мощных гидроэлектростанций. Сейчас мы можем лучше решать все вопросы, связанные с проектированием и строительством прогрессивных гидротехнических сооружений, тем самым значительно удешевить строительство гидроэлектростанций.

Таковы важнейшие качественные изменения, имевшие место в энергостроительстве Грузии после Великой Отечественной войны.

Развитие электроэнергетической промышленности в Грузии осуществлялось на базе строительства тепло- и гидроэлектростанций. Относительное участие гидроэлектростанций характеризуется табл. 1-6.

Как видим, выработка электроэнергии в 1969 г. увеличилась по сравнению с 1940 г. в 11,2 раза, с 1950 г. — в 6 раз, с 1960 — в 2,3 раза и с 1965 г. — в 1,3 раза. Уже в 1933 г. 98,2 процента всей произведенной в Грузии электроэнергии падало на долю электростанций, построенных в годы Советской власти.

Из табл. 1-6 видно также, что до 1965 г. в энергетической системе Грузии и по мощности и по выработке электроэнергии преобладали гидроэлектростанции. Это традиционное соотношение нарушилось в связи с тем, что в 1965—1967 и 1968 гг. были введены новые теплоэлектростанции (480 тыс.квт), а мощности гидроэлектростанций в 1964—1968 гг. оставались почти на одном уровне. Кроме того, этот период оказался мало-

¹ П. Г. Шенгелия, Вопросы каскадного использования горных рек, Тбилиси, 1961, стр. 71.

Удельный вес гидроэлектростанции в энергосистеме Грузии ¹

Годы	Установленная мощность, тыс. <i>квт</i>		Выработка электроэнергии, млн. <i>квт·ч</i>		Удельный вес гидроэлектростанции, %	
	Всего	На гидроэлектростанциях	Всего	На гидроэлектростанциях	По мощности	По выработке электроэнергии
1913	8	2	20	5	25,0	25,0
1940	180	115	742	544	63,9	73,3
1945	210	116	740	548	55,2	74,5
1950	399	278	1 385	894	69,7	64,6
1955	528	360	2 010	1 173	68,2	58,4
1960	974	651	3 702	2 223	66,8	60,0
1964	1 432	778	5 381	2 905	54,3	54,0
1965	1 584	778	6 042	2 792	49,1	46,2
1966	1 595	786	6 483	2 709	49,4	41,7
1967	1 745	794	6 703	2 425	45,5	36,2
1968	1 897	790	7 748	2 791	41,6	36,0
1969	2 058	789	8 334	2 597	38,3	31,2

¹ «Советская Грузия по ленинскому пути», статистический сборник, 1970, стр. 57; данные за 1968 г. — по отчетам ЦСУ Груз. ССР.

водным, поэтому количество произведенной гидроэлектростанциями электроэнергии уменьшилось на 114 млн. *квт·ч*.

Соотношение, создавшееся в 1965 г., носит временный переходной характер, ибо в перспективе намечается максимальное использование богатых гидроэнергоресурсов с выдачей мощности в соседние республики и даже в Южную энергосистему (Донбасс).

Эффективность работы установленных мощностей на электростанциях республики все время повышается. С этой точки зрения характерны приводимые в табл. 1-7 показатели годового числа часов использования установленных мощностей на электростанциях Грузии общего пользования¹:

Как видно из табл. 1-7, для электростанций Грузинской ССР характерна ярко выраженная тенденция к улучшению использования установленных мощностей. Число часов использования установленных мощностей гидроэлектростанций более низкое, чем теплоэлектростанций, и оно в основном соответствует общесоюзному соотношению. Вместе с тем необходимо отметить, что этот же показатель для теплоэлектростанций Грузии ниже, чем в целом по Союзу.

Одним из основных показателей эффективности энергетического производства является себестоимость продукции. Влияние на себестоимость электроэнергии оказывают как общие факторы, действующие и на другие отрасли промышленности, так

¹ «Народное хозяйство Грузинской ССР в 1964 году», статистический ежегодник, 1965, стр. 60.

**Число часов использования в год установленной мощности
электростанций Грузии**

Электростанции	Среднее число часов использования за годы				
	1960	1965	1966	1967	1966
Все электростанции общего пользования	3 9 8 3	4 0 6 8	4 2 9 2	4 1 6 8	4 5 0 7
В том числе:					
тепловые электростанции	5 571	4 745	5 304	5 504	5 498
гидроэлектростанции	3 599	3 629	3 521	3 099	3 557

и специфические, вытекающие из своеобразия технико-экономических особенностей энергетического производства. Особенно влияют на себестоимость электроэнергии условия ее производства. Например, от такого фактора, как уровень нагрузки, т. е. увеличение количества часов работы установленной мощности, во многом зависит снижение себестоимости электроэнергии. Или же возьмем тот случай, когда в соответствии с суточным графиком нагрузки гидроэлектростанции предназначены для работы в условиях пикового режима, что наиболее выгодно для энергосистемы, так как это освобождает тепловые станции от неудобной и неэкономичной для них неравномерности нагрузки. В таких случаях пиковая энергия приобретает особую ценность по сравнению с базисной.

Кроме того, на себестоимость электроэнергии оказывают влияние: на тепловых электростанциях — качество горючего и его стоимость, на гидроэлектростанциях с водохранилищами годовичного регулирования — количество годовых осадков, так как в многоводные, годы себестоимость электроэнергии значительно ниже. Без учета этих факторов был бы невозможен анализ тех отклонений, которые порой имеют место в динамике себестоимости электроэнергии на протяжении ряда лет (табл. 1-8).

Приведенная таблица подтверждает, что уровень себестоимости 1 квт-ч электроэнергии, выработанной гидроэлектростанциями в 1959, 1962 и в 1967 гг., был относительно выше, чем в 1958 г., что в основном следует объяснить маловодьем в эти годы. Удорожание же себестоимости одного киловатт-часа электроэнергии в среднем по энергосистеме за последние годы объясняется увеличением удельного веса электроэнергии, выработанной на тепловых электростанциях.

Характеристика себестоимости электроэнергии по отдельным гидроэлектростанциям Грузии приведена в табл. 1-9.

Как видно из табл. 1-9 себестоимость электроэнергии, выработанной сезонными гидроэлектростанциями (Земо-Авчальской,

**Фактическая себестоимость электроэнергии электрических станций
энергосистемы Грузинской ССР¹**

Годы	Средняя себестоимость по энергосистеме, коп/квт·ч	Средняя себестоимость, коп/квт·ч на		Средняя себестоимость, % к 1958 г.		
		гидро-станции	тепло-станции	энергосистеме	гидро-станции	тепло-станции
1958	0,894	0,334	1,177	100,0	100,0	100,0
1959	0,854	0,341	1,176	95,5	102,1	99,9
1960	0,743	0,295	1,095	83,1	88,3	93,0
1961	0,789	0,316	1,071	88,2	94,6	91,0
1962	0,798	0,342	1,061	89,3	102,4	90,1
1963	0,945	0,335	1,064	105,7	100,3	90,4
1964	0,986	0,294	1,075	110,3	88,0	91,3
1965	1,017	0,299	0,936	113,8	89,5	79,5
1966	1,042	0,312	0,867	116,6	93,4	73,7
1967	1,196	0,355	0,985	133,8	106,3	83,7
1968	1,185	0,315	0,969	132,6	94,3	82,3
1969	1,182	0,326	0,928	132,2	97,6	78,8

¹ По данным Грузглавэнерго при Совете Министров Грузинской ССР. Средняя себестоимость 1 квт·ч по энергосистеме Грузинской ССР подсчитана следующим образом: из общей выработки электростанций вычитаются расходы электроэнергии на собственные производственные нужды и потери в сетях и прибавляется покупная электроэнергия (блок-станции и переток из других энергосистем). Так образуется «полезный отпуск» электроэнергии. С другой стороны, суммируются издержки производства по электростанциям и электросетям, затраты на покупную энергию, содержание аппарата управления и энергосбыта и расходы на научно-исследовательские работы.

Общая сумма расходов делится на полезно отпущенную потребителям электроэнергию и получается средняя себестоимость по энергосистеме.

Рионской, Ладжанурской ГЭС), ниже себестоимости электроэнергии, выработанной регулирующими гидроэлектростанциями (Храмской, Ткибульской, Шаорской ГЭС). Самая низкая в Гру-

Таблица 1-9

Фактическая себестоимость электроэнергии по отдельным гидроэлектростанциям Грузии¹

Наименование	Себестоимость, коп/квт·ч, за годы					
	1964	1965	1966	1967	1968	1969
В среднем по всем гидро-электростанциям	0,294	0,299	0,312	0,355	0,315	0,326
Земо-Авчальская ГЭС	0,302	0,305	0,306	0,278	0,267	0,360
Рионская ГЭС	0,192	0,191	0,188	0,198	0,234	0,217
Храмская ГЭС	0,268	0,226	0,245	0,267	0,335	0,209
Ладжанурская ГЭС	0,180	0,208	0,224	0,645	0,224	0,304
Шаорская ГЭС	0,287	0,337	0,401	0,466	0,276	0,351
Ткибульская ГЭС	0,257	0,424	0,354	0,421	0,247	0,352

¹ По данным Грузглавэнерго при Совете Министров Грузинской ССР.

зии себестоимость производства электроэнергии у Рионской ГЭС.

В настоящее время в энергосистеме Грузинской ССР имеются мощные сезонные и регулирующие гидроэлектростанции и теплоэлектростанции, совместное использование мощностей которых обеспечивает рациональное, бесперебойное снабжение электроэнергией народного хозяйства Грузии.

Структура энергосистемы Грузинской ССР и распределение выработки тепло- и гидроэлектростанций по сезонам года характеризуется табл. 1-10.

Таблица 1-10

Распределение выработки электроэнергии энергосистемы Грузинской ССР за 1965—1968 гг (в процентах)¹

Наименование	Годы	Всего в течение года	в том числе по кварталам			
			I	II	III	IV
Произведено сезонными гидроэлектростанциями	1965	100	18,7	35,5	23,9	21,9
	1966	100	25,0	36,2	27,0	11,8
	1967	100	15,8	33,3	27,6	23,3
	1968	100	21,8	35,0	23,6	19,6
Произведено регулирующими гидроэлектростанциями	1965	100	35,2	12,2	19,4	33,2
	1966	100	35,1	14,2	16,8	33,9
	1967	100	29,4	22,4	16,0	32,2
	1968	100	26,5	24,4	21,1	28,0
Произведено теплоэлектростанциями	1965	100	27,8	20,0	24,8	27,4
	1966	100	19,6	21,6	27,3	31,5
	1967	100	29,9	15,3	24,5	29,3
	1968	100	29,2	17,4	22,6	30,8
Получено из других энергосистем	1965	100	25,3	18,2	24,8	31,7
	1966	100	43,9	4,2	4,9	47,0
	1967	100	29,9	32,2	19,5	18,4
	1968	100	33,3	6,5	25,9	34,3

¹ По данным ЦСУ Грузинской ССР.

Из табл. 1-10 видно, что производство электроэнергии на гидроэлектростанциях имеет ярко выраженный сезонный характер и во время осенне-зимнего маловодья потребность народного хозяйства в основном удовлетворяется энергией, выработанной теплоэлектростанциями, а также частично за счет получения ее из других энергосистем. В первом и четвертом кварталах 1965 г. теплоэлектростанции выработали 55,2% от всей годовой выработки, а энергия, полученная из соседних энергосистем, составила 57% годового перетока, в 1966 г. соответственно — 51,1 % и 90,9%, в 1967 г.—59,2% и 48,3%, в 1968 г.—60% и 67,6.% Такое же соотношение по сезонам года характерно и для предыдущих лет. В то же время для гидроэнергетики Грузии оно специфично и вполне закономерно, поскольку

характерной ее особенностью является слаженная эксплуатация тепловых и гидравлических электростанций. Теплоэлектростанции Грузии играют решающую роль в ликвидации сезонных колебаний выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях и в равномерном снабжении народного хозяйства республики электрической энергией в течение года.

Электроэнергетическое хозяйство Грузии, созданное фактически за годы Советской власти, развивается неуклонно и планомерно (рис. 1-1, 1-2). Характерно, что темпы роста производства электроэнергии, как правило, опережали темпы роста всей промышленной продукции республики. Об этом свидетельствуют данные,¹ приведенные в табл. 1-11.

Таблица 1-11

**Рост производства электроэнергии по энергосистеме Грузинской ССР
(в процентах)**

Показатели	Рост производства по годам								
	1940	1950	1955	1960	1965	1966	1967	1968	1969
Рост всей продукции по сравнению с 1940 г.	100	156	265	387	547	609	654	705	760
То же по сравнению с 1950 г.....	—	100	170	249	351	391	420	453	488
Рост производства электроэнергии по сравнению с 1940 г. . . .	100	187	271	499	815	874	903	1 045	1 124
То же по сравнению с 1950 г.....	—	100	145	267	436	468	484	559	602

Несмотря на неуклонный рост производства электроэнергии в Грузии, оно реально отставало от темпов развития промышленности, транспорта и других отраслей народного хозяйства. Этим объясняется дефицит в электроэнергии, испытываемый республикой в течение многих лет.

Хотя развитие энергетики Грузии осуществлялось высокими темпами, тем не менее оно не могло обеспечить уровень производства электроэнергии, необходимый для быстроразвивающихся отраслей промышленности. Энергетическое строительство необходимо вести такими темпами, чтобы, опережая другие отрасли народного хозяйства, можно было создать резерв мощности для бесперебойного и надежного снабжения электроэнергией народного хозяйства республики. Подобный резерв энергосистема Грузии должна иметь постоянно, ибо, как справедливо пишет Д. Г. Жимерин, «успешное проведение в жизнь сплошной электрификации страны, надежное и полное обеспечение промышленности, транспорта, сельского хозяйства и коммунально-

¹ «Советская Грузия по ленинскому пути», статистический сборник, 1970, стр. 47—48; данные за 1969 г.— по отчетам ЦСУ ГрузССР.

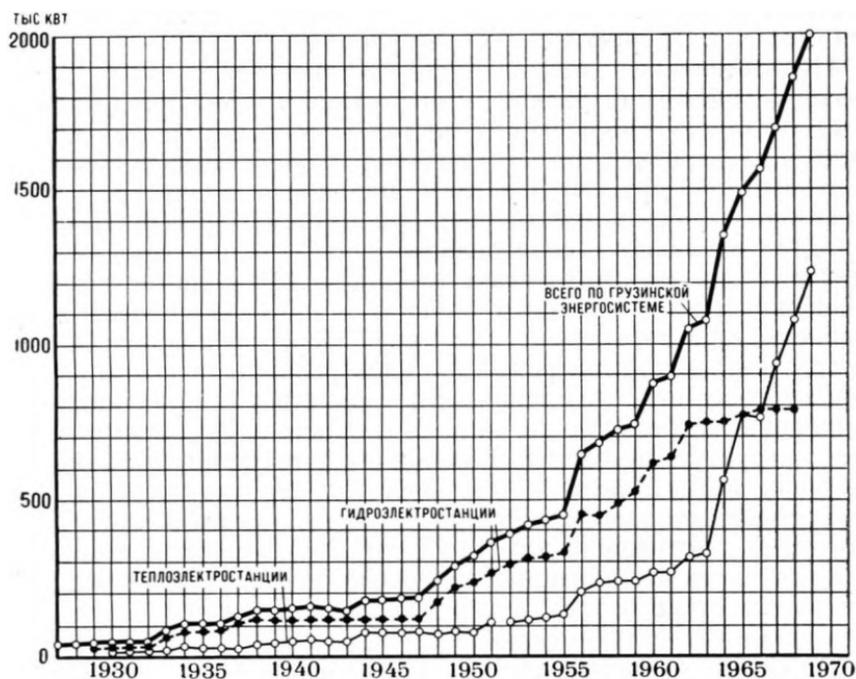


Рис. 1-1. Рост установленной мощности электростанций Грузинской энергосистемы.

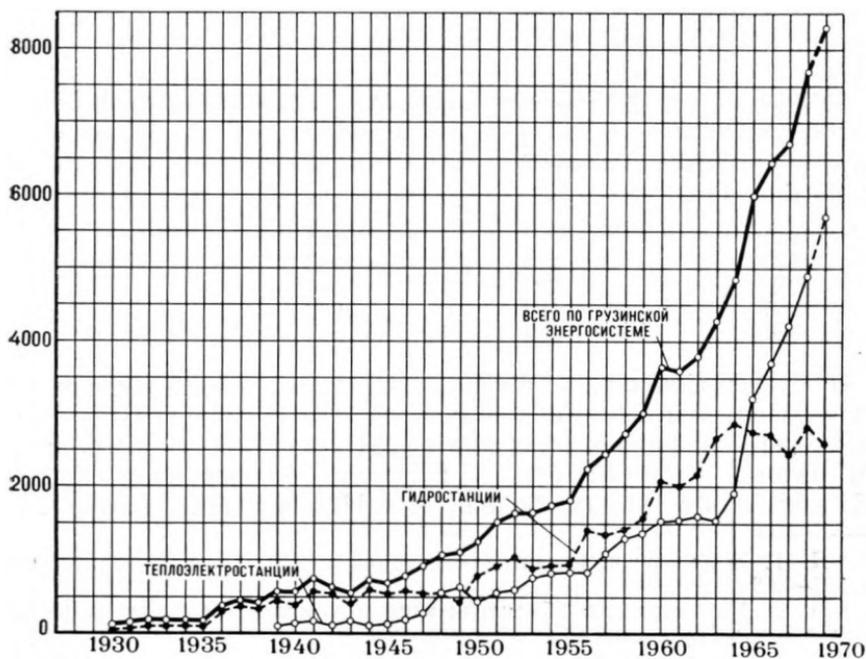


Рис. 1-2. Рост производства электроэнергии в Грузинской энергосистеме.

бытовых потребителей электрической энергией возможно только при наличии энергетических резервов»¹.

Первостепенное значение при научно-обоснованном планировании перспектив развития энергетики Грузии придается такому росту ее темпов, когда не только обеспечивается потребность в электроэнергии, но и создаются опережающие темпы по отношению к другим отраслям народного хозяйства. Это—серьезная народнохозяйственная проблема. Профессор И. С. Микеладзе, изучивший соотношения роста общей продукции и производства электроэнергии, отмечает: «Указанные выше соотношения роста валовой продукции в промышленности и производства электроэнергии ни в коей мере не свидетельствуют о действительном опережении электроэнергетическим хозяйством других отраслей народного хозяйства. В продукции промышленности республики наряду с ростом ее объема имели место структурные сдвиги, вызванные организацией ряда электрометаллургического ферросплавного завода в Зестафони, Руставского металлургического и азотнотукового заводов и других, потребляющих значительную часть выработанной в республике электроэнергии. Такое же действие оказал и перевод Закавказской железной дороги на электрическую тягу»².

Отставание производства электроэнергии от потребности в ней совершенно не умаляет те большие успехи, которые достигнуты в Грузинской ССР. В результате неуклонного роста энергетического производства Грузинская республика уже в 1955 г. производила электроэнергии больше, чем вся царская Россия в 1913., а в 1964 г. больше, чем весь Советский Союз в 1928 г.

Одним из существенных показателей уровня развития энергетики является количество произведенной электроэнергии (*квт-ч*) на душу населения, которое в Грузинской ССР составляло:

1913	7,9	1965	1 338
1940	203	1966	1 416
1950	393	1967	1 446
1955	523	1968	1 655
1960	889		

В 1967 г. Советская Грузия производила электроэнергии на душу населения: в 1,8 раза больше, чем Югославия (937 *квт-ч*), в 1,3 раза больше, чем Румыния (1 284 *квт-ч*), в 8,6 раз больше, чем Турция (193 *квт-ч*), в 2,2 раза больше, чем Греция (751 *квт-ч*) и в 1,3 раза больше, чем Испания (1 239 *квт-ч*).

¹ Д. Г. м и м е р и н, Развитие энергетики СССР, Госэнергоиздат, 1960, стр. 305—306.

² И. С. М и к е л а д з е, Специализация и комплексное развитие народного хозяйства Грузинской ССР, 1964, стр. 72.

Наряду с развитием энергетического производства формировалась единая система энергетического хозяйства Грузии, что в современных условиях представляет собой наиболее совершенную форму ведения электрохозяйства. Этот процесс отображает показатели централизации электроэнергии

Таблица 1-12

Централизация производства электроэнергии

Годы	Производство электроэнергии, млн. кВт-ч		Коэффициент централизации производства электроэнергии, %
	всего	в том числе в районных и блок-станциях	
1940	741,7	609,2	82,2
1950	1384,9	1266,0	91,4
1955	2010,4	1883,2	93,7
1960	3702,0	3578,4	96,7
1965	6042,4	5992,8	99,2
1966	6483,0	6448,5	99,5
1967	6703,0	6673,0	99,6
1968	7750,2	7729,1	99,7
1969	8334,0	8314,0	99,8

Среднесоюзный коэффициент централизации производства электроэнергии в 1967 г. составлял 94,4 процента², Грузинская ССР по этому показателю опередила другие союзные республики.

В результате создания мощной энергетической базы в народном хозяйстве Грузии произошли значительные качественные сдвиги: появились и развились новые прогрессивные отрасли промышленности, ускорился технический прогресс, были сделаны значительные шаги в направлении электрификации сельскохозяйственного производства, выросла общественная производительность труда, резко улучшилось электроснабжение населения.

На долю промышленности в 1967 г. пришлось 52,7% электроэнергии, израсходованной в народном хозяйстве Грузинской ССР, при этом количество электроэнергии, потребленной промышленностью за 1960—1967 гг., возросло на 95%.

В общем количестве электроэнергии, потребленной в 1968 г. промышленностью, удельный вес черной металлургии составил 47,7%, химической промышленности— 17,2%, машиностроительной и металлообрабатывающей промышленности — 9,5%,

¹ «Советская Грузия по ленинскому пути», статистический сборник, 1970, стр. 58; данные за 1968 г.—по отчетам ЦСУ Груз. ССР.

² «Народное хозяйство СССР в 1967 году», статистический ежегодник, 1968, стр. 232.

промышленности стройматериалов — 7,6%, пищевой промышленности— 5,3%, легкой промышленности — 4,7%. Таким образом, структура потребления электроэнергии показывает, что ее главными потребителями являются отрасли тяжелой промышленности.

Для строительства материально-технической базы коммунизма характерны широкие масштабы и высокие темпы электрификации отраслей материального производства. Этот процесс, в первую очередь, находит свое отражение в использовании электроэнергии в качестве движущей силы и в технологии производства. В промышленности республики на протяжении 1960—1967 гг. потребление электроэнергии на технологические нужды возросло на 131%, а для использования ее в качестве движущей силы — на 62,5%. В качестве движущей силы было использовано 49,4% всей потребленной в промышленности электроэнергии, а на нужды технологии производства — 36,1%.

Электрификация играет решающую роль в техническом прогрессе, механизации и автоматизации процессов производства, а также в росте производительности труда. Все это, в первую очередь, отражается на таких показателях, как электровооруженность труда. Развитие энергетики и на этой основе неуклонный рост производства электроэнергии в республике ускорили темпы электровооруженности труда во всех отраслях промышленности.

Таблица 1-13

Темпы роста электровооруженности труда в основных отраслях промышленности Грузинской ССР (в % к 1955 году)¹

Показатели	Годы						
	1958	1960	1965	1966	1967	1968	1969
Вся промышленность	1 2 8	1 4 0	1 7 5	1 8 1	1 9 3	1 9 6	2 0 3
в том числе:							
черная металлургия . . .	131	141	173	200	233	245	249
топливная промышленность	152	116	175	148	156	175	192
машиностроение и металлообработка	112	118	151	139	143	143	152
химическая промышленность	1 076	751	871	818	780	808	948
промышленность строительных материалов . .	138	169	196	179	178	174	168
легкая промышленность	112	122	133	121	133	136	140
пищевая промышленность	89	95	131	128	139	134	147
другие отрасли промышленности	69	95	114	120	119	163	185

¹ «Народное хозяйство Грузинской ССР в 1967 году», статистический сборник, 1968. стр. 52; данные за 1968—1969 гг. — по отчетам ЦСУ Груз. ССР.

Как видно из табл. 1-13, рост электровооруженности труда осуществляется высокими темпами, особенно в химической промышленности, находящейся в последние годы на подъеме. Однако электровооруженность труда в промышленности отстает от общих темпов развития самой промышленности. Выпуск валовой продукции в 1955—1968 гг. возрос на 165%, а электровооруженность труда — всего на 93%. Подобное несоответствие вызвано отставанием уровня производства электроэнергии.

Производительность труда в промышленности Грузинской ССР в основном растет таким же темпами, как и электровооруженность труда (табл. 1-14).

Т а б л и ц а 1-14

Показатели электровооруженности и производительности труда¹

Показатели	Годы						
	1958	1960	1965	1966	1967	1968	1969
Электровооруженность труда	1	1.1	1.4	1,4	1,5	1,5	1,6
Производительность труда . .	1	1.1	1.3	1.4	1,4	1,5	1.5

¹ «Промышленность Грузинской ССР», статистический сборник, 1966, стр. 90; данные за 1966—1969 гг. — по отчетам ЦСУ Груз. ССР.

Электроснабжение промышленности, транспорта, сельскохозяйственного производства, коммунального хозяйства городов и электроснабжение населения Грузии почти полностью осуществляются от электросетей энергосистемы Грузии. В 1965 г. удельный вес электроэнергии, произведенной электростанциями, изолированными от энергосистемы, не превышал одного процента общего объема произведенной в республике электроэнергии. Электрический баланс Грузии и потребление электроэнергии различными отраслями промышленности характеризуется данными, проведенными в табл. 1-15 и 1-16.

Т а б л и ц а 1-15

Электрический баланс¹

Показатели	Выработка		электроэнергии, млн. квт-ч за годы			1969
	1940	1960	1965	1967	1968	
Производство электроэнергии в республике.....	741,7	3702,0	6042,4	6703,0	7748,4	8333,9
Переток электроэнергии из-за пределов республики . . .		228,1	270,6	839,0	293,9	282,6
В с е г о	741,7	3930,1	6313,0	7542,0	8042,3	8616,5

¹ «Советская Грузия по ленинскому пути», Статистический сборник, 1970, стр. 26; данные за 1969 г. — по отчетам ЦСУ Груз. ССР.

Потребление электроэнергии промышленностью

Показатели	Потребление электроэнергии, млн. квт·ч за годы					
	1940	1960	1965	1967	1968	1969
Промышленность и строительство	451,4	2279,2	3299,1	3919,5	4111,8	4339,7
Транспорт	73,2	422,7	461,9	527,2	553,7	582,1
Другие отрасли народного хозяйства	130,0	774,2	1313,4	1660,1	1725,6	1802,7
Собственные нужды электростанции общего пользования	14,4	90,3	194,7	250,0	276,3	348,4
Потери в сетях общего потребления	72,7	350,0	904,2	1157,9	1219,6	1283,1
Направлено за пределы республики	—	13,7	139,7	27,3	155,3	246,8
Всего потреблено	741,7	3930,1	6313,0	7542,0	8042,3	8602,8

Расчетный электрический баланс показывает, что для покрытия потребности народного хозяйства в электроэнергии определенная часть электроэнергии была получена из-за пределов республики, что систематически имело место с 1954 г. Расходная часть этого баланса отражает количественные и качественные изменения в структуре потребления электроэнергии.

Однако расчетный электробаланс не дает полного представления о состоянии электроснабжения народного хозяйства и качества покрытия его потребностей.

Несмотря на неуклонное развитие электроэнергетической базы, уже с 1931 г. появилась диспропорция между производством электроэнергии и потребностью в ней. Эта диспропорция была вызвана отставанием электроэнергетики от темпов развития народного хозяйства, и в частности промышленности. По сравнению с 1913 г. в 1932 г. производство продукции тяжелой промышленности возросло в 9,5 раза, производство же электроэнергии— всего в 6 раз, в 1928—1932 гг.— соответственно в 5,3 раза и 3,1 раза. Даже такие условные, неполноценные сравнения дают возможность судить о происхождении тех серьезных трудностей, которые создались в электроснабжении народного хозяйства Грузинской ССР. Дефицит электроэнергии в Грузинской энергосистеме возрос с 2,7% в 1931 г. до 15% в 1935 г. и до 23,9% в 1940 г.¹

Сторонники широкого использования «белого угля» Закавказья, достаточно компетентные как в электроэнергетическом строительстве, так и в экономических вопросах, еще в 20-х го-

¹ К. Н. Ч а р к в а ш и, Электроэнергетика Советской Грузии (на грузинском яз.), том I, 1965, стр. 345.

дах видели возможность происхождения подобной диспропорции и боролись за ее ликвидацию. Выдающийся грузинский инженер, ученый и общественный деятель Виссарион Алексеевич Чичинадзе писал в 1927 г.: «...создание у нас новых районных гидроцентралей является настолько существенным неотложным делом и настолько тесно увязано с развитием промышленной жизни в Закавказье, что не только отклонение, но и затяжка в разрешении приступить к сооружению централей наносит сильный удар по насущнейшим нуждам закавказских республик»¹.

Одна из многих причин, затормозивших энергостроительство в Закавказье, и в частности в Грузии, заключалась в существовании противоположных течений в проектировании и планировании строительства электростанций. В. Чичинадзе в свое время оказал принципиальное сопротивление так называемому субъективному «тепловому» уклону в энергостроительстве Закавказья. «Этот уклон,— писал В. Чичинадзе,— вдвойне субъективен, поскольку он касается Закавказья... субъективность вытекает из факта рассмотрения закавказских централей, проектируемых и сооружаемых в условиях альпийской и предальпийской природы и гидрографии, под углом гидрографических условий и гидротехнической практики РСФСР, Украины или, наконец, Туркестана»². На основании данных гидроэнергостроительства Закавказья В. Чичинадзе пытался доказать союзным органам, что «...при наличии исключительно благоприятных условий использования водной энергии в Грузии и в значительной части Армении строительство теплоцентралей не дает преимущества по сравнению с гидроцентралями не только в смысле стоимости киловатт-часа энергии, но и в смысле стоимости установленного киловатта и размера единовременных затрат на сооружение электростанции»³. В. Чичинадзе пытался показать резкую разницу, существующую между горным гидростроительством в Грузии и гидростроительством на мощных низинных реках Украины и РСФСР — Днепра, Волхова, Свири, Невы. По мнению В. Чичинадзе, если в РСФСР и на Украине теплоцентрали имели преимущество над гидроэлектростанциями и поэтому были признаны основой решения проблемы электрификации, то в наших условиях теплоцентралям можно было уделить роль в сезонном покрытии базисной части графика нагрузки энергосистемы, которые работали бы в периоды недостатка воды на гидроэлектростанциях.

Совершенно бесспорно, что В. Чичинадзе выражал прогрессивную для своего времени концепцию передовых энергетиков.

¹ В. А. Чичинадзе, «Энергостроительство в Закавказье», «Экономический вестник Закавказья», 1927, № 1, стр. 4.

² В. А. Чичинадзе, «Энергостроительство в Закавказье», «Экономический вестник Закавказья», 1927, № 1, стр. 4—5, 12.

³ Там же.

Разумеется, некоторые его положения, высказанные сорок лет назад, сегодня разделять нельзя. Однако необходимо отметить, что этот выдающийся грузинский инженер в условиях тяжелого топливного баланса тех лет правильно подходил к решению проблем электроэнергетики Грузии, квалифицированно обобщивал необходимость интенсивного использования гидроэнергоресурсов для нужд народного хозяйства, в частности для быстрого развития промышленности, требовал учета местных условий и особенностей в электроэнергостроительстве.

Коммунистическая партия и Советское правительство осуществили ряд мер по нормализации электробаланса народного хозяйства Грузии, ликвидации диспропорции между производством электроэнергии и потребностью в ней. К первым таким мероприятиям относится строительство Ткварчельской государственной районной теплоэлектростанции и регулирующих Храмских гидроэлектростанций. В результате строительства в послевоенный период новых гидро- и теплоэлектростанций, в том числе регулирующих гидроэлектростанций, и объединения энергосистем трех братских республик Закавказья дефицит электробаланса народного хозяйства резко уменьшился, однако он все же еще окончательно не ликвидирован.

Объединение трех энергосистем Закавказья является весьма эффективным мероприятием, способствующим рациональному использованию мощностей электростанций, подсоединенных к этой энергосистеме, и резкому улучшению электроснабжения народного хозяйства всего Закавказского экономического района. Благодаря объединению трех энергетических систем создана надежная, дееспособная и мощная энергетическая система, взаимовыгодная для Азербайджана, Армении и Грузии. Углубление тесного производственного союза между братскими республиками Закавказья способствует рациональному и полному использованию энергетических ресурсов как целиком в экономическом районе, так и в каждой республике в отдельности. Бесспорно, что подключение Закавказской энергосистемы к объединенной энергосистеме Советского Союза, которая произошла в 1969 г., является важным фактором для надежной работы энергосистемы Закавказья.

Создание объединенной энергосистемы Закавказья продиктовано также тем, что каждая республиканская энергосистема имеет свою специфику и их объединение дает значительный экономический эффект. В одной системе преимущественное значение имеют теплоэлектростанции (Азербайджанская ССР), во второй и третьей—гидроэлектростанции (Грузинская и Армянская ССР) сезонные, с суточным и годичным регулированием. Кроме того, в Азербайджане имеются большие запасы природного газа, а Грузия богата гидроэнергетическими ресурсами. Конечно, объединение этих энергосистем и в дальнейшем сыграет положительную роль в развитии народного хозяйства За-

кавказского экономического района. Главная особенность состоит в том, что в объединенной энергосистеме в зависимости от времени года происходит реверсивный обмен мощностями, т. е. передача мощностей в обоих направлениях. Подобное объединение соседних энергосистем оправдано и тем, что развитие каждой системы будет происходить на основе наиболее эффективного использования местных энергоресурсов и развития производительных сил.

Закавказский экономический район имеет большие технические возможности использования гидроэнергоресурсов, мощность которых превышает 90 млрд. *квт-ч* в год. Более 70% потенциальных гидроэнергоресурсов приходится на Грузинскую ССР. Топливо-энергетический баланс экономического района сейчас напряжен, для его нормализации необходимо эффективно использовать как ресурсы нефти и газа, так и гидроресурсы.

За последние годы наметилась тенденция резкого роста кратковременных пиковых нагрузок и повышенного требования к маневренности энергосилового оборудования. Анализ и практика работы энергосистем многих стран мира (СССР, США, Японии и др.) показывают, что в качестве основных источников для покрытия пиковых мощностей используются гидроэлектростанции, а в ряде стран также гидроаккумулирующие электростанции. Это объясняется тем, что при строительстве гидроэлектростанций значительная сумма капитальных затрат падает на сооружение основных гидротехнических сооружений — плотины, водохранилища и деривации, а меньшая сумма — на стоимость турбогенераторов. Поэтому целесообразно строить пиковые гидроустановки с небольшим количеством часов использования в году установленной мощности.

Указанные выше обстоятельства приобретают важное значение не только для энергосистем Грузинской ССР, но и для энергосистем соседних республик (Азербайджана, Армении), поскольку создание при гидроэлектростанциях на горных реках водохранилищ (Ингурской ГЭС, Тобарской ГЭС, Намахванской ГЭС и др.) и гидроаккумулирующих установок открывает широкую перспективу для возможности покрытия пиковых нагрузок объединенной энергосистемы южных районов Советского Союза.

Глава вторая

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ГРУЗИИ

КУРИНСКИЙ КАСКАД ГЭС

Кура — одна из крупных водных артерий Грузии, берущая начало в Турции. На территории Грузии она протекает как сравнительно крупная горная река, принимающая ряд прито-

ков: Паравани, Поцховис-Цкали, Лиахви и Арагви. Пересекая юго-восточную границу республики, Кура продолжает течение по территории Азербайджанской ССР до Каспийского моря, где она становится многоводной. Общая длина реки в пределах Грузинской ССР составляет около 350 км. Полное ее падение на этом участке составляет около 1000 м.

Суммарная теоретическая мощность Куры в пределах Грузинской ССР — более одного млн. *квт* при годовой выработке около 10 млрд. *квт-ч*. Средняя теоретическая удельная мощность реки равна 3,5 тыс. *квт* на 1 км длины, достигая на отдельных коротких участках своего максимального значения в 9 000 *квт* и минимального — в 1 500 *квт* на 1 км длины.

С точки зрения энергетического использования практический интерес представляет верхний участок Куры от южной государственной границы до г. Боржоми и от г. Хашури до границы Азербайджанской ССР.

На верхнем участке до впадения притока Поцховис-Цкали складываются благоприятные природные условия для создания сравнительно емких регулирующих водохранилищ. Наиболее подходящим для этого является участок от райцентра Аспиндза до устья притока Поцховис-Цкали. Здесь река, протекая вначале по широкой долине, вступает затем в узкое ущелье с крутыми скалистыми склонами. У с. Минадзе река вновь выходит на широкую долину.

На участке от г. Боржоми до г. Хашури Кура протекает в курортной зоне, поэтому энергетическое использование, связанное либо с изъятием воды из русла реки (деривационные ГЭС), либо с затоплением (подпорные установки), в настоящее время не представляется целесообразным. У г. Хашури Кура выходит на равнину и течет по широкой долине до с. Дзегви, где она вновь вступает в узкую скалистую горловину. Этот участок может быть использован путем строительства низконапорных установок с деривацией в виде открытых каналов. Аналогичными установками может быть использован участок от г. Тбилиси до границы с Азербайджанской ССР.

Изучение возможностей энергетического использования Куры началось с первых лет текущего столетия. Первые проекты сооружения на Куре гидроэлектростанций были составлены в 1904 г. и предусматривали постройку в Тбилиси двух небольших ГЭС. Предложения о строительстве гидроэлектростанций делались в разное время и впоследствии, однако, ни одно из них не было осуществлено.

Изучение отдельных участков Куры и их практическое использование началось в первые же годы после установления Советской власти в Грузии.

В настоящее время на Куре (в пределах Грузинской ССР) сооружены три гидроэлектростанции — Читахевская, Земо-Авчальская и Ортачальская.

В тридцатые годы Закавказское отделение Гидроэлектропроекта провело большую работу по планомерному изучению возможностей энергетического использования Куры. В разное время вопросы использования Куры разрабатывались Инсти-

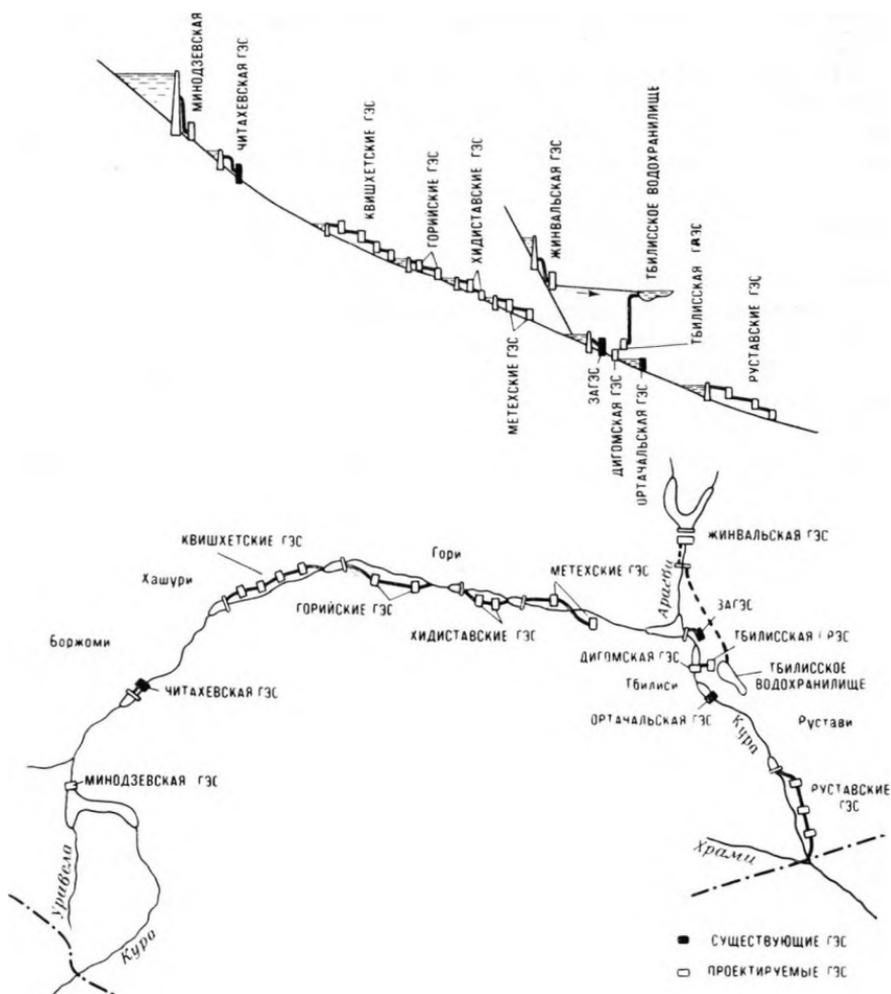


Рис. 2-1. Схема использования р. Куры.

тутом энергетики имени А. И. Дидебулидзе. За последнее время этот институт впервые разработал и предложил схему комплексного использования рек Куры, Арагви и Иори.

По этой схеме (рис. 2-1) в верхнем течении Куры у с. Минадзе строится высокая плотина с гидроэлектростанцией. Водохранилище имеет комплексное назначение: борьба с наводнениями, водоснабжение, орошение, регулирование стока для улучшения

работы расположенных ниже существующих и намечаемых гидроэлектростанций. Использование участка Куры от г. Хашури до Земо-Авчальской предусматривается каскадом деривационных ГЭС (Квишхетские, Горийские, Хидиставские, Метехские ГЭС). Аналогичными установками намечено использовать и участок Куры от г. Рустави до границы с Азербайджаном (Руставские ГЭС).

На Куре в районе г. Тбилиси и ее притоке Арагви предусматривается создание ряда крупных комплексных гидроузлов. На Арагви у с. Жинвали сооружается мощная водохранилищная установка — Жинвальская ГЭС. Водохранилище позволяет решить одновременно ряд народнохозяйственных задач (энергетика, водоснабжение г. Тбилиси, орошение). Отработанная на Жинвальской ГЭС вода подводится к существующему Тбилисскому водохранилищу. Здесь сооружается крупная гидроаккумуляторная электростанция, которая в качестве верхнего резервуара использует Тбилисское водохранилище, а нижнего — верхний бьеф Дигомской ГЭС, сооружаемой на Куре в пределах г. Тбилиси.

Ниже дается более подробное описание существующих на Куре гидроэлектростанций: Земо-Авчальской, Читаhevской и Орталчальской.

2-1. Земо-Авчальская гидроэлектростанция имени В. И. Ленина

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ

Земо-Авчальская гидроэлектростанция имени В. И. Ленина (ЗАГЭС) является одним из первенцев великой ленинской программы социалистического строительства. После Волховской ГЭС ЗАГЭС была второй большой гидроэлектростанцией в Советском Союзе.

Вопрос о строительстве мощной гидроэлектростанции для обеспечения электроэнергией г. Тбилиси возник еще в начале XX в. Первые проекты строительства гидроэлектростанции на р. Куре были составлены в 1904—1905 гг. немецким инженером И. Метцем, приглашенным городским самоуправлением. Один из проектов предусматривал строительство гидроэлектростанции мощностью в 1600 л. с. у бывшего Мадатовского острова в г. Тбилиси. В 1908 г. инженеры Н. Н. Андреев и Н. К. Зворыкин разработали проект строительства гидроэлектростанции мощностью 10 тыс. л. с. на р. Арагви у с. Цицамури. В 1910—1912 гг. фирмы Бельгии, Франции, Англии и других стран пытались получить у самоуправления г. Тбилиси концессию на строительство гидроэлектростанций. Однако по различным причинам политического и экономического характера, среди которых значительную роль сыграло сопротивление владельцев мелких тбилисских теплоэлектростанций, эти намерения и про-

екты остались неосуществленными. В связи с начавшейся в 1914 г. мировой войной этот вопрос был предан забвению; он был поставлен заново лишь в 1920 г., когда инженеры С. З. Завалишин, Н. Н. Андреев и В. В. Кожевников представили проект строительства гидроэлектростанции в 800 л. с. на р. Храмы у с. Арухло. Однако и этот проект, так же как и все другие предложения того времени по гидроэнергостроительству в Грузии, не был осуществлен.

Вот как характеризовал инженер В. А. Чичинадзе тогдашнее состояние электростанций г. Тбилиси: «К моменту советизации Грузии, в 1921 г. вопрос снабжения г. Тифлиса электрической энергией чрезвычайно обострился и принял болезненный, требующий немедленного разрешения характер.

К этому времени большинство существовавших в городе электрических станций пришло в негодность из-за изношенности машин от непрерывной и длительной эксплуатации без возможности капитального ремонта и замены частей. Мощность установленных исправных двигателей упала с 9500 л. с. до 3000 л. с.

И без того значительное удельное потребление топлива возросло еще больше. На некоторых мелких электрических станциях потребление нефти на производство одного киловатт-часа возросло с 1 фунта до 5 и 6 фунтов.

Особенно остро встал вопрос работы Авчальской водопроводной станции, снабжающей город питьевой водой. В результате почти 25-летней непрерывной работы двигателя Авчальского водопровода пришли в состояние полной изношенности и население города стояло перед угрозой лишиться питьевой воды.

Неэкономичность работы мелких электрических станций привела к необходимости установить высокие отпускные тарифы. Осветительная энергия до пуска Земо-Авчальской гидроэлектростанции расценивалась по дифференциальному тарифу от 35 до 70 коп. за киловатт-час.

Особенно остро стоял вопрос отпускной цены на энергию для электромоторов, она равнялась 50 коп. за 1 квт-ч. Такой тариф по существу являлся запретительным и ставил в очень тяжелое положение мелкую и кустарную промышленность, за счет которой жила значительная часть населения Тифлиса»¹.

С установлением Советской власти в Грузии было положено начало созданию и развитию мощного социалистического электроэнергетического производства. Снабжение столицы Советской Грузии — Тбилиси электроэнергией стало актуальной

¹ В. А. Чичинадзе, Земо-Авчальская гидроэлектрическая станция имени В. И. Ленина (краткий очерк работ по сооружению гидроэлектростанции), текст к альбому исполнительных чертежей Земо-Авчальской гидроэлектрической станции имени В. И. Ленина, изд. треста Государственных электростанций ЗСФСР «Электроток», Тбилиси, 1930, стр. 5.

хозяйственной задачей. Инициатором этого дела был Тбилисский Совет рабочих и крестьянских депутатов.

В начале 1922 г. инженер И. Н. Мелик-Пашаев разработал эскизный проект строительства гидроэлектростанции на участке Мцхета — Земо-Авчала. Специальная комиссия, выделенная исполкомом Тбилисского городского Совета в составе Н. Н. Андреева, А. А. Васильева, В. А. Чичинадзе, В. Л. Леина, Л. Н. Диасамидзе, А. И. Дидебулидзе, В. В. Кожевникова, И. К. Коношевского, А. З. Пиралишвили, И. Н. Мелик-Пашаева, Н. К. Зворыкина и других, рассмотрела все известные варианты строительства гидроэлектростанции и отдала предпочтение проекту Мелик-Пашаева. Схема сооружений гидроэлектростанции приведена на рис. 2-2.



Рис. 2-2. Схема сооружений Земо-Авчальской ГЭС.

В основу этого выбора были положены следующие соображения: благоприятные топографические, гидрологические и геологические условия строительства ГЭС, близость электростанции к г. Тбилиси (чем принятый вариант отличался от всех остальных вариантов), расположение всего фронта строительства неподалеку от железнодорожной и шоссейной магистралей (рис. 2-3).

В процессе дальнейшей разработки проект инженера И. Н. Мелик-Пашаева претерпел значительные изменения: мощность станции была увеличена с 10 до 50 тыс. л. с.

Для руководства строительством ЗАГЭС в 1922 г. был создан специальный правительственный комитет по сооружению Земо-Авчальской гидроэлектростанции — КОМЗАГЭС, в состав которого одновременно входили: председатель Совета Народных Комиссаров Грузинской ССР Ш. З. Элиава (председатель комитета), В. П. Сухишвили, Н. З. Иорамашвили (заместители председателя), С. П. Джугели, В. Г. Месхи, Е. М. Асрибеков, В. Г. Иванов-Кавказский, Р. Р. Рубен, А. А. Панцхава, Л. И. Агладзе, Е. Б. Генкин (члены комитета), Т. З. Глonti (ответственный секретарь) и В. А. Чичинадзе (начальник строи-

тельства). На строительстве ЗАГЭС на различных ответственных должностях работали инженеры И. Н. Мелик-Пашаев, В. В. Кожевников, А. Е. Чиковани, А. А. Васильев, Г. В. Са-раджишвили, Б. М. Микеладзе, Н. Л. Лежава, П. В. Кассов-ский и др.

Строительство ЗАГЭС началось грандиозным субботником трудящихся г. Тбилиси в Земо-Авчала, организованным 10 сентября 1922 г.* под руководством и при участии С. Орджони-

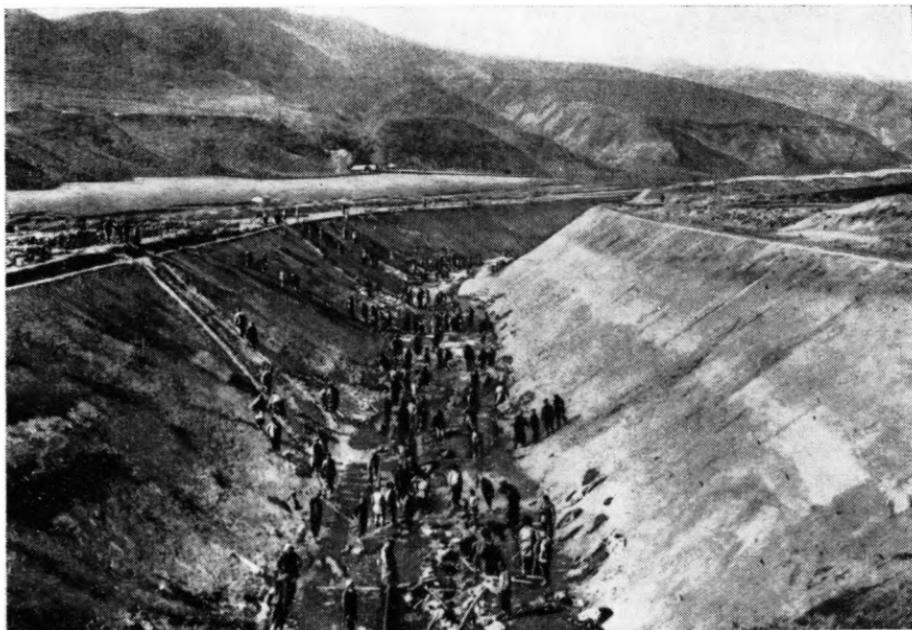


Рис. 2-3. Строительство подводящего канала Земо-Авчальской ГЭС, март 1925 г.

кидзе и Ф. Махарадзе, а интенсивные строительные работы здесь развернулись с мая 1923 г. В. И. Ленин уделял особое внимание строительству ЗАГЭС. По его инициативе Совет труда и обороны СССР объявил это строительство объектом общегосударственного значения и обеспечил его необходимым финансированием.

Общий вид строительства приведен на рис. 2-4.

3 апреля 1927 г. столица Грузинской ССР г. Тбилиси получил первый электрический ток от ЗАГЭС, а 26 июня того же года был устроен торжественный пуск станции. Это событие

* Текст к альбому исполнительных чертежей Земо-Авчальской гидро-электрической станции имени В. И. Ленина, изд. треста Государственных электростанций ЗСФСР «Электроток», Тбилиси, 1930, стр. 35.

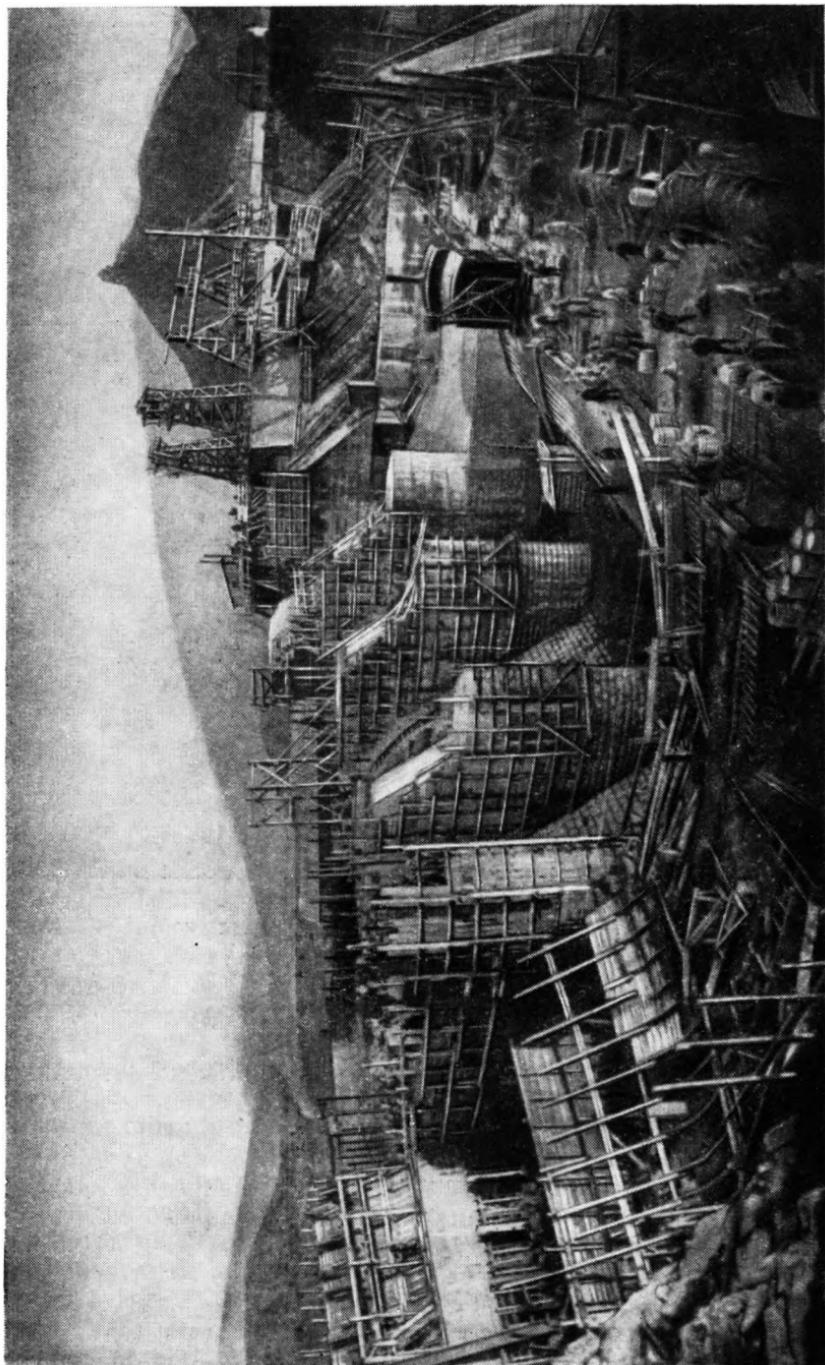


Рис. 2-4- Строительство главной плотины Земо-Авчальской ГЭС, декабрь 1925 г.

превратилось в большой праздник народов Советского Союза. В эксплуатацию была сдана первая очередь ЗАГЭС — четыре агрегата общей мощностью в 12 800 *квт*.

Согласно утвержденному в июле 1928 г. окончательно уточненному отчету фактическая стоимость строительства первой очереди ЗАГЭС составила 15,3 млн. руб., из них на строительные работы было израсходовано 9,2 млн. руб., на приобретение оборудования — 3,4 млн. руб., накладные расходы составили 2,7 млн. руб.¹

Работы второй очереди строительства ЗАГЭС начались в 1930 г. и завершились в 1938 г. В строй вошли еще два агрегата с поворотлопастными турбинами каждая мощностью 12,5 тыс. *квт*.

Таким образом, полная мощность станции достигла 36 800 *квт*, а среднегодовая выработка электроэнергии составила 203 млн. *квт-ч*.

Полная сметная стоимость I и II очереди строительства в ценах 1938 г.—32,9 млн. руб., удельные капиталовложения на один установленный киловатт — 894 руб., на один киловатт-час — 16,3 коп.

Земо-Авчальская сезонная гидроэлектростанция не имеет полноценного суточного регулирования. По расходу воды станция может в течение года работать с полной нагрузкой 3,5—4 месяца.

На строительстве ЗАГЭС были выполнены следующие объемы основных работ:

Выемка мягкого грунта, тыс.	м ³	1 100
» скального грунта, тыс.	м ³	387
Насыпь мягкого грунта, тыс. м ³		213
Бетон и железобетон, тыс. м ³		145
Облицовка гранитом, м ²		3800
Торкретирование, ж ²		12000

Удельные объемы выполненных работ составили (м³)

земельно-скальных:		
на 1	уст. <i>квт</i>	46,1
на 1	<i>квт-ч</i>	0,008
бетона и железобетона:		
на 1	уст. <i>квт</i>	3,41
на 1	<i>квт-ч</i>	0,0006

Основные показатели Земо-Авчальской ГЭС следующие:

Возможное регулирование водохранилища	Суточное
Объем регулирующего слоя водохранилища,	
млн. м ³	0,8
Расчетный расход деривации, м ³ /сек.....	235
Расчетный максимальный сбросной расход через	
сооружения, м ³ /сек.....	2 490

¹ Текст к альбому исполнительных чертежей Земо-Авчальской гидроэлектрической станции имени В. И. Ленина, изд. треста Государственных электростанций ЗСФСР «Электроток», Тбилиси, 1930, стр. 14.

Напоры, м:		
максимальный.....		24,1
расчетный.....		20,0
минимальный.....		18,6
Мощность, кВт:		
полная установленная.....		36 800
максимальная расчетная.....		42 000
Кэффициент использования	водотока	0,65
» »	установленной мощ-	
ности		0,66
Выработка в средний	поводностигод, млн. кВт ч	203
Число часов использования установленной мощно-		
сти, ч		5780

Параметры турбины для агрегатов:	1, 2, 3 и 4	5 и 6
тип.....	Радиально-	Поворотно-
	осевая	лопастная
завод-изготовитель.....	агр. № 1 — ЛМЗ;	агр. № 6—ЛМЗ;
	агр. № 2, 3, 4—	агр. № 5—
	«Фриц-Неймайер»	«Верхштатен-
		Кристиненгамн»
мощность, кВт.....	3312	12 500
скорость вращения, об/мин	214	167,5
максимальный к. п. д., %	85—89	90
расчетный расход, м ³ /сек .	21,2	75
Параметры генератора:		Вертикальный
тип.....		«Электросила»
завод-изготовитель		
мощность, кВт.....	3200	12000
напряжение, кв.....	6,4	6,6
ток, а	360	1310
максимальный к. п. д., %	96	96

ОБЩАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ И ОСНОВНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

ЗАГЭС использует падение р. Куры на протяжении 11 км. Нижняя граница этого участка находится у с. Земо-Авчала, где на левом берегу реки построено машинное здание гидроэлектростанции. Вверх по течению реки у г. Мцхета, ниже впадения р. Арагви в р. Куру, построена бетонная плотина, перекрывающая реку и поднимающая ее уровень на 14,8 м. Подъем уровня воды распространяется на 8 км вверх по течению Куры и почти достигает железнодорожного моста у с. Дзегви. Река Арагви, имеющая значительно больший уклон, чем Кура, подпирается лишь на протяжении двух километров — до развалин Бебрис-Цихе.

Гидротехнические характеристики реки в створе плотины: $Q_{\text{мин}} = 35 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{макс}} = 2380 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{ср}} = 191 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Падение Куры на исследуемом участке составляет 23,8 м. Из них 14,8 м (62%) используется при помощи подпора воды плотиной, а остальные 9 м (38%) — деривационным каналом длиной в 3 км. С этой точки зрения ЗАГЭС относится к электростанциям смешанного или плотинно-деривационного типа,

для которого характерно наличие узлов головных и деривационных сооружений и силового узла.

В состав узла головных сооружений (рис. 2-5) входят: главная плотина, малая плотина (прокоп), головной водоприемник и промывные шлюзы.

Высота главной плотины, не считая мостов для обслуживания механизмов подъема затворов, составляет 24 м. Плотина имеет пять 13-метровых водосливных отверстий: слева — холостой водослив — для сброса плавающих предметов и льда, далее — три основных водосброса, перекрытых затворами 8-метровой высоты, и справа — сифонный водосброс. Назначение последнего — быстрое автоматическое включение на сброс воды до поднятия главных затворов.

С правой стороны главной плотины сооружен рыбоход. Он был предназначен в основном для пропуска осетров, однако, как показала эксплуатация, не пригодился для этой цели, так как был расположен на правом берегу, а осетры в период нереста, заходящие в Куру из Каспийского моря, направлялись к левой стороне плотины, куда попадал более холодный поток воды из р. Арагви. Этот рыбоход, который свободно проводил рыбу других пород, сейчас ликвидирован, так как Кура в нижнем течении перекрыта новыми плотинами, в составе которых не имеется рыбоходов (Руставская, Мингечаурская).

Слева от главной плотины находится двухпролетная, так называемая малая плотина «прокоп», разделенная средним бычком. Каждый пролет имеет отверстие шириной в 7,5 м. Эти отверстия — донные и перекрыты затворами высотой в 7,5 м. Во время строительства главной плотины р. Кура была перебросана в этот прокоп, а в процессе эксплуатации он выполняет роль подпорного сооружения и частично используется для промывки порога водоприемника и наносов из водохранилища.

На пороге водоприемника, возведенного на левом берегу Куры, установлена грубая решетка, а в его конце, с правой стороны, устроен двухпролетный промывной шлюз. Там же расположен четырехпролетный головной шлюз деривационного канала с шириной отверстий в 5,76 м каждое.

От головного шлюза начинается 3-километровый открытый деривационный канал, дно и откосы которого облицованы бетоном. На канале построены три искусственных сооружения: «Пациантхевская» ливнеотводящая труба под каналом, такая же труба на втором километре канала и железобетонный автодорожный мост с 30-метровым пролетом.

Силовой узел начинается напорным бассейном с восьмью камерами, возведенными в конце деривационного канала, торцевая часть которого связана арками. В этом сооружении расположены затворы с подъемными механизмами, частая решетка и начало турбинных трубопроводов. Четыре левых камеры с заданными в них трубами, каждая диаметром в 3,7 м, питают

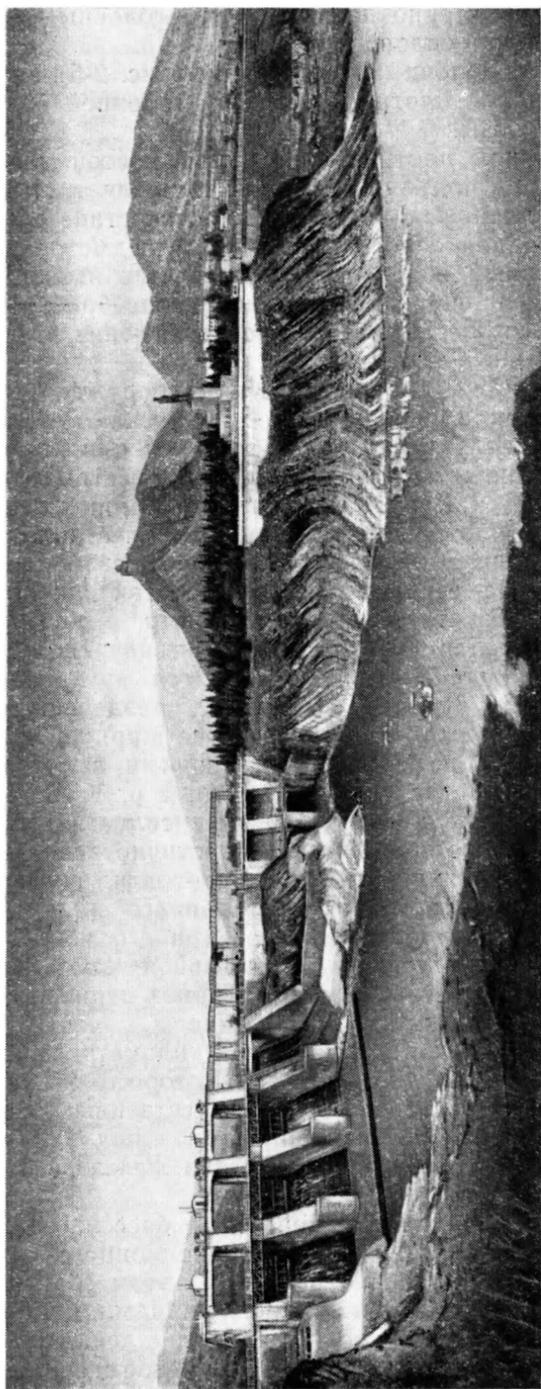


Рис. 2-5. Головное сооружение Земо-Авчальской ГЭС.

четыре агрегата первой очереди. Остальные четыре камеры напорного бассейна питают водой два агрегата второй очереди по двум парам трубопроводов диаметром в 4,5 м.

Машинное здание (рис. 2-6, 2-7) расположено на левом берегу р. Куры. Отработанная в турбинах вода прямо спускается в реку.

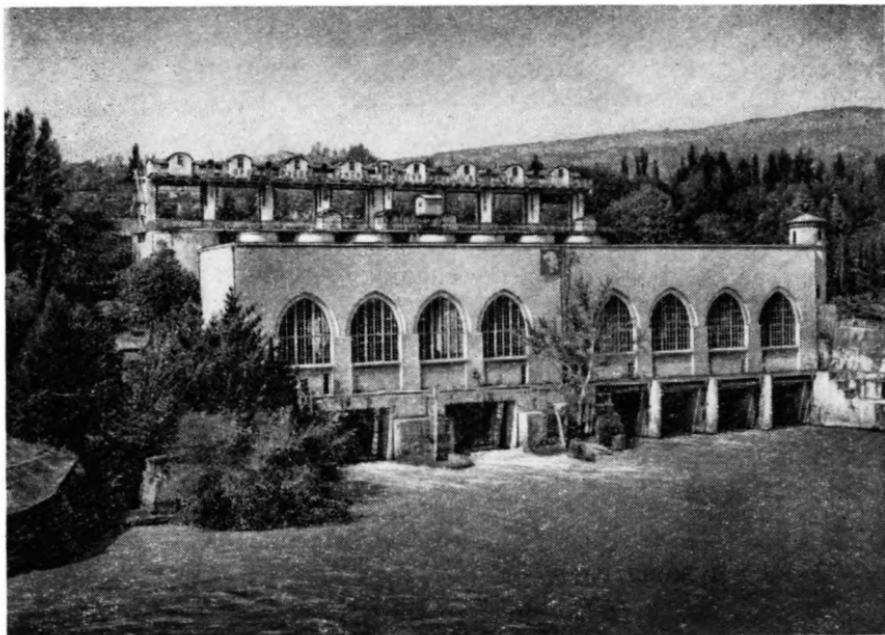


Рис. 2-6. Вид с нижнего бьефа здания Земо-Авчальской ГЭС.

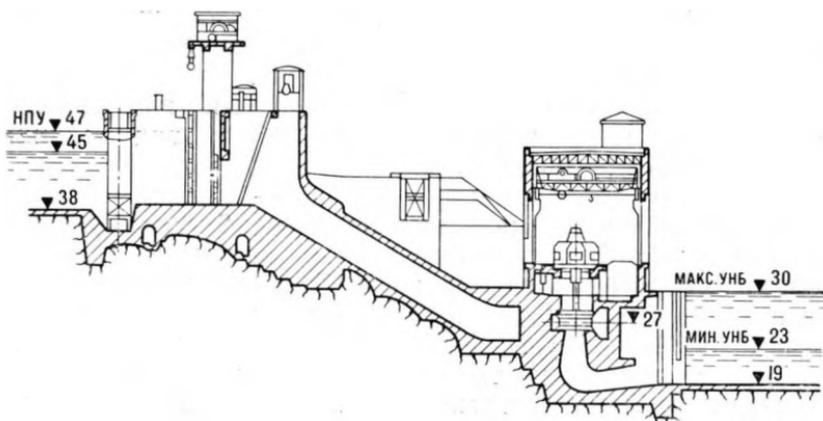


Рис. 2-7. Разрез по станционному узлу Земо-Авчальской ГЭС.

Прежде Закавказская железнодорожная магистраль проходила по виадуку, построенному над турбинными трубопроводами, между напорным бассейном и машинным зданием. В настоящее время железная дорога обходит строения силового узла с низовой стороны на значительном расстоянии.

ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСОЕДИНЕНИЙ

Главная схема электросоединений ЗАГЭС выполнена следующим образом: каждый из четырех генераторов первой очереди мощностью 3200 *квт* соединен в один блок с трехфазным трансформатором 6,3/38,5 /кв, 5 600 *ква*.

Каждый из двух генераторов второй очереди мощностью по 12 000 *квт* составляет единый блок с силовыми однофазными трансформаторами 5 000 *ква* (каждая фаза), 110/35/6 *кв*. Установлен также резервный однофазный трансформатор и резервное устройство для его подсоединения.

От 110-киловольтной подстанции открытого типа отходят четыре линии электропередачи: две в сторону Тбилиси (Дидубийская подстанция), одна — к РионГЭС и одна — в направлении Глдани.

Одновременно со строительством первой очереди ЗАГЭС в г. Тбилиси была сооружена главная понизительная подстанция на левом берегу Куры (неподалеку от нынешней теплоэлектростанции), кроме того, построены подстанции в Дидубе и Навтлуги; была создана также новая городская электросеть.

ОСНОВНОЕ ГИДРОСИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Три радиально-осевые турбины первой очереди ЗАГЭС были изготовлены немецкой фирмой Фриц-Неймайер, а четвертую такую же турбину поставил Ленинградский металлический завод, улучшивший конструкцию турбины указанной фирмы. Одну турбину второй очереди с поворотными лопастями изготовила шведская фирма «Кристиненгамн». Вторая такая же турбина (с некоторыми усовершенствованиями) изготовлена на Ленинградском металлическом заводе. Общий вид машинного зала представлен на рис. 2-8.

Следует отметить, что в период 1932—1934 гг. для турбин с поворотными лопастями (типа Каплана) 20-метровый напор был предельным. В настоящее время на родине Каплана в социалистической Чехословакии на р. Влтава построена Орликская гидроэлектростанция, где напор для такого типа турбины доведен до 70 м. На Перепадной ГЭС I (каскад Ингурской ГЭС) будет установлена такая турбина на напор 64 м.

Генераторы, силовые трансформаторы, механическое и электротехническое оборудование были изготовлены предприятиями Советского Союза.

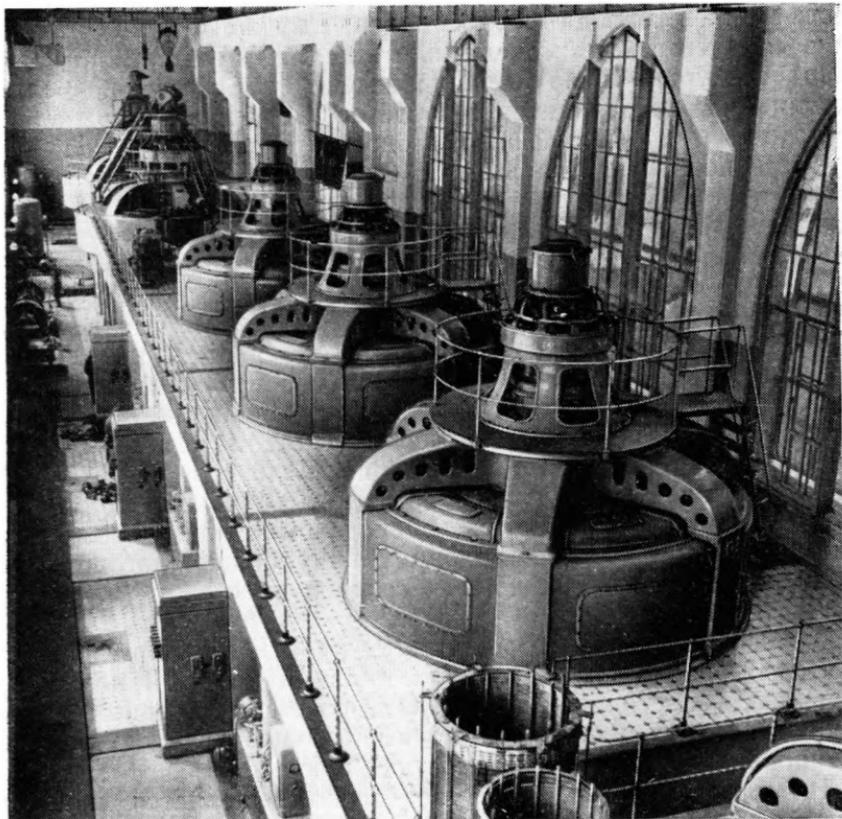


Рис. 2-8. Машинный зал Земо-Авчальской ГЭС.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗАГЭС

Как мы уже отмечали, эскизный проект Земо-Авчальской гидроэлектростанции был составлен инженером И. Мелик-Пашаевым, а детальное проектирование и рабочие чертежи выполнены в техническом, электромеханическом и механическом отделах управления работ КОМЗАГЭС.

Проектирование было поставлено на высокий технический уровень. Этим объясняется и тот факт, что отдельные сооружения ЗАГЭС и сегодня представляют определенный интерес с точки зрения инженерного замысла.

Особое внимание было уделено проектированию и строительству главной плотины. Для консультации были привлечены специалисты немецкой строительной фирмы «Симменс Бау Унион». Одновременно известному гидротехнику профессору Людину было поручено руководство проектно-изыскательскими работами по строительству электростанции для будущего

Зестафонского завода ферросплавов. Ему же поручили гидравлическое испытание модели плотины ЗАГЭС в лаборатории Шарлотенбурга. Там было проведено испытание водосливов плотины и трех вариантов флютбетов. Однако это признали недостаточным и было решено продолжить опыты на месте — на строительной площадке ЗАГЭС. С этой целью создали лабораторию, где и было проведено испытание 25 других вариантов. На основе этих опытов был окончательно разработан профиль водосбросов и флютбетов, который и был осуществлен практически.

Следует отметить, что отдельные сооружения головного узла ЗАГЭС расположены настолько благоприятно и их элементы выполнены столь высококачественно, что едва ли кто-либо из современных высококвалифицированных специалистов смог бы внести существенные коррективы в этот замечательный ансамбль гидротехнических сооружений. Если говорить о некоторых возможных улучшениях принятого проекта, то следует указать на целесообразность переноса рыбохода на левую сторону плотины, придания водоприемнику более благоприятного очертания и устройства донных галерей вместо открытого промывного шлюза.

Хорошо выполнены строительные работы по сооружению открытого деривационного канала с двумя трубами под ним и одним железобетонным мостом. О высоком инженерном мастерстве исполнителей свидетельствуют хорошее качество бетонной облицовки и водонепроницаемость ее швов.

Из сооружений силового узла особо выделяется напорный бассейн, привлекающий внимание конструктивной целесообразностью и совершенством внешних форм. Главное его достоинство состоит в том, что передняя торцевая стенка напорного бассейна выполнена в виде арок, нагруженных с вогнутой стороны, в то время как обычно в таких случаях возводят плоские стенки. Вход воды из напорного бассейна в турбинный трубопровод при наличии арок проходит так спокойно и равномерно, что гидравлические потери, которые при плоской стенке напорного бассейна обычно велики, здесь практически доведены до минимума.

Архитектурное оформление силового узла ЗАГЭС было поручено известному зодчему А. Н. Кальгину. Что же касается напорного бассейна, то он сам по себе был настолько совершенен с конструктивной точки зрения, что Кальгин отказался от замены хотя бы одной его детали. Силовой узел ЗАГЭС действительно является прекрасным комплексным ансамблем, в котором особенно выделяется напорный бассейн.

До того времени у нас не было образцов архитектурного оформления зданий гидроэлектростанций, как и вообще всего силового узла. Задача состояла в том, чтобы функциональное назначение строений соответствовало стилю грузинского зодче-

ства. Эту весьма сложную и почетную задачу прекрасно решил архитектор А. Н. Кальгин.

Здание ЗАГЭС сконструировано весьма современно и с точки зрения сегодняшнего дня железобетонный каркас стен представляет собой комбинацию стреловидных арок и ферм Виренделя, а перекрытие выполнено железобетонными сборными фермами системы Визинтини. Это перекрытие было выполнено по предложению и по проекту инженера Б. В. Тимофеева. Предварительно было проведено экспериментальное испытание ферм Визинтини до полного их разрушения, что показало их достаточную прочность.

Проектирование расширения, или строительства второй очереди ЗАГЭС, было начато в 1930 г. и завершилось в 1938 г. Предстояло спроектировать незаконченную правую часть напорного бассейна для новых, более мощных агрегатов, турбинные железобетонные трубопроводы, спиральные камеры, фундаменты генераторов и, кроме того, стены и перекрытие генераторного здания. Эти работы были выполнены Закавказским отделением Всесоюзной проектной организации Гидроэлектропроект.

К тому времени наши инженеры уже имели достаточный опыт и теоретическую подготовку, и поэтому проектирование второй очереди ЗАГЭС было проведено на более высоком уровне и с учетом современных достижений науки. Например, по предложению и расчетам инженера С. К. Шаншиева был осуществлен проект железобетонного турбинного трубопровода специальной конструкции так называемого двухточечного опирания. Метод расчета арок, нагруженных с вогнутой стороны, предложенный инженером А. А. Лосаберидзе для применения в конструкции напорного бассейна, вдвое уменьшил толщину арок по сравнению с первой очередью ЗАГЭС и, что главное, уменьшил в них напряжение.

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ

Строительство ЗАГЭС велось без какого-либо предварительного проекта организации и производства работ. Составление таких проектов было введено в практику лишь в последующие годы. Несмотря на это, строительство такого необычного по своему назначению, сложности и масштабам сооружения, как ЗАГЭС, с самого же начала велось производителями работ четко и правильно на основании эскизов, составленных на месте. Понятно, что это обстоятельство требовало от инженерно-технических работников больших знаний, способностей и напряжения.

С целью непосредственного получения грузов от главной магистрали Закавказской железной дороги к плотине и машинному зданию были подведены тупики, построены склады, вдоль

площадки строительства была сооружена 20-километровая узкоколейка, которую обслуживали 10 паровозов, построены шоссе-ные дороги, на деривационном канале был возведен железобетонный мост. При головном и силовом узлах были созданы поселки, где жили 3 500 рабочих. Кроме того, были построены специальные жилые дома для инженерно-технического персонала. При силовом узле появился постоянный поселок для эксплуатационного персонала гидроэлектростанции.

Для обеспечения строительства ЗАГЭС питьевой и технической водой были сооружены насосные станции на р. Арагви (60 л. с.) и на р. Куре (25 л. с.), построены баня, больница и рабочий клуб.

Для обеспечения электроэнергией установок, осветительной сети и удовлетворения бытовых нужд рабочих и служащих в районе строительства плотины и машинного здания были построены временные дизельные станции (52 и 50 л. с.).

На строительстве ЗАГЭС широко применялся ручной труд, хотя применялась и механизация строительных работ. Для главной плотины были построены два параллельных канатных подъемных крана пролетом в 152 м и грузоподъемностью 2,5 т, все механическое оборудование которых, кроме канатов, было изготовлено на Тбилисском заводе имени 26 комиссаров. Производительность каждого крана равнялась 20 т, их обслуживали двигатели мощностью в 30 л. с. В дальнейшем эти краны были перенесены на строительство Рионской ГЭС, а затем уже на другие стройки Советского Союза.

На строительстве плотины было использовано два деррик-крана каждый грузоподъемностью 2 т и два 2,5-тонных движущихся поворотных крана. С их помощью производительность укладки бетона на главной плотине была доведена до 700 м³/сутки, что для того времени было рекордной цифрой. Для выемки грунта из котлована были построены два бремсберга и узкоколейная железная дорога.

Для строительства деривационного канала были применены: один экскаватор системы «Марион» и два паровых экскаватора, электролебедки и другое подъемное оборудование, бетономешалки, сварочные аппараты, электронасосы с водоотливным устройством и др.

Строительные участки обслуживали: механический цех, механическая кузница, пять передвижных компрессорных станций (каждая мощностью в 30 л. с.), паровозное депо и др.

Быстрое и успешное освоение всей мощности первой очереди ЗАГЭС поставило на повестку дня вопрос ее дальнейшего расширения. Вначале предусматривалась установка четырех таких же агрегатов общей мощностью в 12,8 тыс. квт, однако в дальнейшем было признано целесообразным установить два агрегата мощностью по 12 тыс. квт каждый, что и было осуществлено.

Строительство ЗАГЭС осуществлялось в условиях энтузиазма многотысячного коллектива строителей, в обстановке огромной политической и трудовой активности трудящихся Грузии.

Пуск пионера социалистической индустрии Грузии — ЗАГЭС явился исторической победой нашего рабочего класса, всего грузинского народа. На строительстве ЗАГЭС выросли и закалились замечательные кадры рабочих и инженерно-технических работников, которые впоследствии сыграли большую роль в деле дальнейшей электрификации республики.

ЗАГЭС ПОСЛЕ ПУСКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

В процессе эксплуатации ЗАГЭС выявилась возможность целого ряда усовершенствований, появилась необходимость проведения дополнительных мероприятий для дальнейшего совершенствования работы гидроэлектростанции. Остановимся на некоторых из них.

В связи с тем что в течение ряда лет очистка водохранилища не производилась ни во время паводков, ни после них, большая его часть заилилась и его полезный объем значительно уменьшился. Систематическая промывка водохранилища началась в 1939 г. и с тех пор оно регулярно очищается от 600—700 тыс. м³ ила. Несмотря на это, и сегодня 75% площади водохранилища заилено, так как во время промывки очищается небольшая часть водохранилища.

При очистке водохранилища приходилось снимать заградительные буны перед водоприемником, а после очистки их вновь устанавливали. Деревянные буны длиной 110 м висели на двух канатах перед грубой решеткой. При снижении уровня воды съём больших и тяжелых заградительных бун значительно усложнялся. Трудно было также вновь устанавливать их. Во время паводков буны не давали возможности использовать ни донные затворы, ни промывные щиты водоприемника. Малоэффективной оказалась также задержка бунами плывущего мусора, поскольку трава, крупные карчи и ветки проходили под ними и забивали грубую решетку. Очистка решеток производилась вручную. Во время паводков решетка часто засорялась, за ней создавался перепад уровня воды, что вызывало снижение мощности электростанции.

В 1956 г. буны были сняты с эксплуатации, а очистку грубых решеток начали производить при помощи тока обратной волны. Обратную волну в канале вызывало кратковременное, мгновенное снятие нагрузки на станции. Для получения обратной волны открываются либо главные, либо донные затворы плотины или прокопа, в которые проходит скопившийся мусор. Эффект такой очистки велик, поскольку грубая решетка

очищается по всему сечению уже не вручную. Одновременно производится также очистка и мелкой решетки напорного бассейна.

Хороший эффект дает также использование гидромониторов для промывки решеток от мусора.

В течение последних десяти лет наблюдается заилиение левого берега водохранилища и грубой решетки, чем уменьшается живое сечение для прохода воды. Тбилисский научно-исследовательский институт сооружений и гидроэнергетики имени А. В. Винтера (ТНЙСГЭИ) представил предложение об использовании землесосных установок для очистки от заилиения.

В 1959 г. с целью увеличения выработки электроэнергии уровень воды в водохранилище был поднят на 0,5 м. Это вызвало необходимость наращивания высоты главных затворов плотины на 0,75 м. Это мероприятие повысило годовую выработку электроэнергии на 11—12 млн. *квт-ч*. Выработка энергии ЗАГЭС за годы эксплуатации иллюстрируется рис. 2-9. В части гидросилового оборудования ГЭС полностью было реконструировано уплотнение валов турбин. Вместо графитового уплотнения установлено новое лабиринтное уплотнение.

Из-за сильной кавитации ежегодно проводился ремонт чугунных рабочих камер турбин с поворотными лопастями. В 1941 г. чугунная камера пятого агрегата была заменена стальной. Подобная же замена была произведена в 1954 г. на шестом агрегате. Это мероприятие дало хорошие результаты.

Наблюдалось частое повреждение пяты агрегатов, а реконструкция установленных пят не давала необходимого эффекта. Поэтому в 1962 г. на пятом и шестом агрегатах были установлены пяты нового типа, в которых сплошной диск заменен сегментными дисками. После этого максимальная температура нагрева пяты понизилась на 20° С.

В 1952 г. были проведены работы по автоматизации ЗАГЭС, новый щит управления был установлен в специальном новом помещении.

Осуществлена полная реконструкция электрораспределительного устройства собственных нужд станции, во время которой были заменены трансформаторы 320 *кВА*, а электромоторное хозяйство станции целиком переведено на напряжение в 380 в.

Следует отметить, что и по сей день не механизирована очистка от мусора грубой решетки на головном сооружении.

Отмеченные основные недостатки были выявлены в процессе многолетней эксплуатации ЗАГЭС и большая часть из них в настоящее время ликвидирована. Как видно из сказанного, они представляют собой несущественные конструктивные недостатки и в большинстве случаев вызваны нарушением последовательности некоторых условий эксплуатации и теми процессами, которые неизбежно проявляются через десятки лет. Не

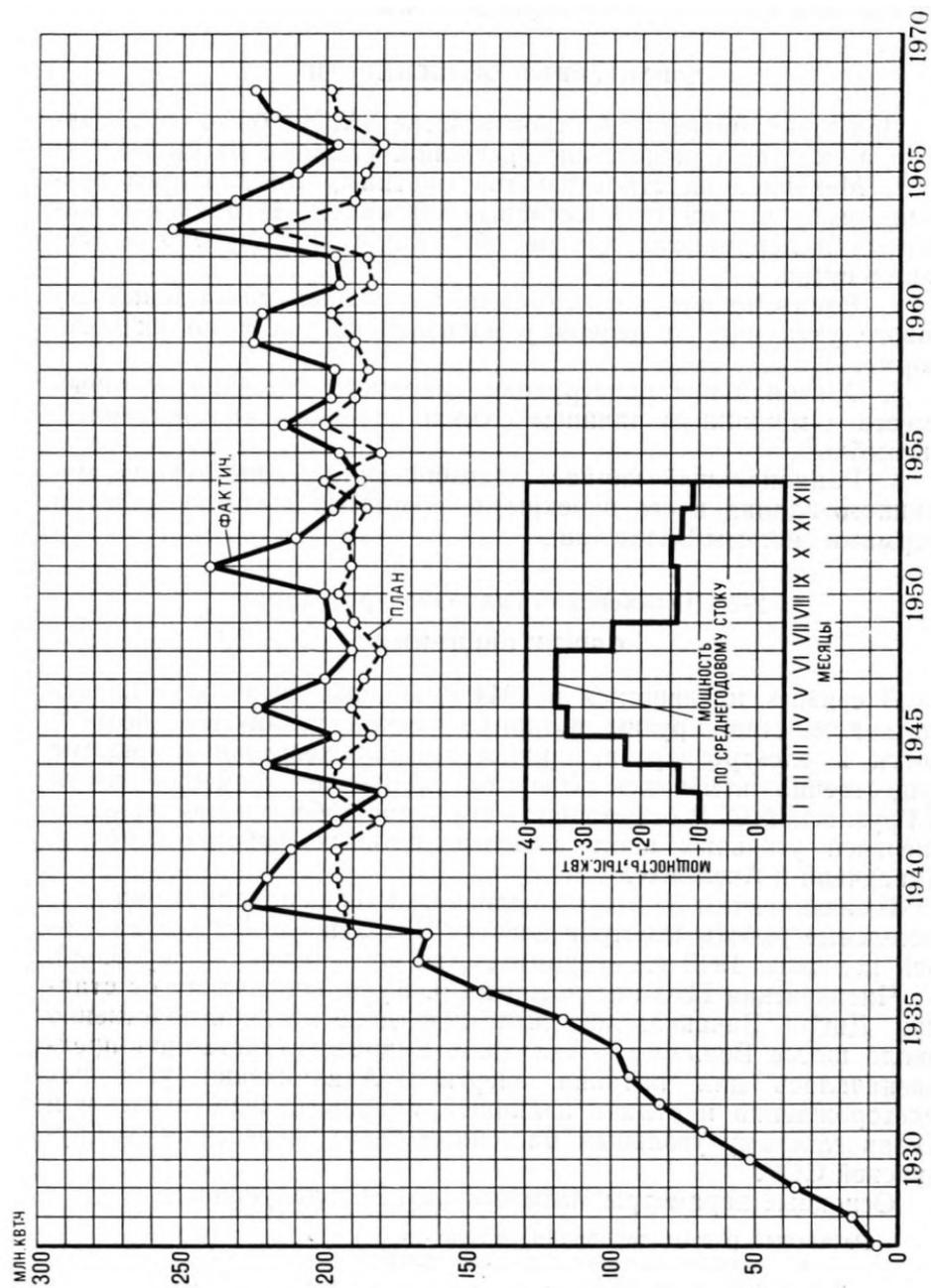


Рис. 2-9. Выработка энергии Земло-Авчальской ГЭС за годы эксплуатации.

удивительно, если научно-техническая мысль 60-х годов найдет лучшее решение той или иной конкретной проблемы, нежели это сделали известные инженеры 20-х годов.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

При проектировании и строительстве ЗАГЭС было осуществлено несколько оригинальных решений. Главные из них:

1. Механизация строительства плотины, что для того времени было весьма прогрессивным явлением. Применение канатных и дерриковых кранов обеспечило укладку 700 м³ бетона в сутки.
2. Рациональное расположение отдельных сооружений силового узла как по целевому назначению, так и по внешней форме.
3. Оригинальная конструкция напорного бассейна, который вместе с машинным зданием создал красивый архитектурный ансамбль.
4. Рациональный каркас железобетонных конструкций машинного здания и его перекрытие сборными железобетонными фермами системы Визинтини.

2-2. Читаховская гидроэлектростанция

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В связи с начавшимся в 1944 г. мощным подъемом народного хозяйства Грузии возникло резкое увеличение потребности в электроэнергии, причем график нагрузки в системе существенно изменился. Развитие угольной промышленности в Грузинской ССР остро поставило вопрос обеспечения электроэнергией угольных шахт и обогатительных фабрик Ткибули, Ткварчели и Ахалцихе.

В связи с этим со второй половины 1944 г. начались подготовительные работы по строительству Читаховской ГЭС, а во второй половине 1945 г. — строительство ее основных сооружений.

Читаховская ГЭС построена на р. Куре, неподалеку от станции Двири Закавказской железной дороги, непосредственно около шоссе Боржоми — Ахалцихе. Гидроэлектростанция предназначалась для питания энергией Ахалцихских угольных месторождений и отдачи излишней мощности Ткибульскому и Ткварчельскому угольным бассейнам через энергосистему Грузинской ССР.

Основные параметры Читаховской ГЭС следующие:

Расчетный расход деривации, м ³ /сек.....	60
» максимальный сбросной расход через сооружения, м ³ /сек.....	1520
Напоры, м:	
максимальный.....	42,2

расчетный.....	33
минимальный.....	31,34
Мощность, <i>квт</i> :	
полная установленная.....	21 000
максимальная рабочая.....	17500
Коэффициент использования водотока.....	0,53
» » установленной мощ-	
ности.....	0,59
Выработка в средний по водности год, млн.	
<i>квт -ч</i>	111
Число часов использования установленной	
мощности.....	5 190
Удельный расход воды на 1 <i>Мвт, м³/сек</i> . . .	3,53
Параметры турбины:	
тип.....	Радиально- осевая
завод-изготовитель.....	«Нохаб» (Швеция)
мощность, <i>квт</i>	7 200
скорость вращения, <i>об/мин</i>	250
максимальный к. п. д., %.....	91,4
расчетный расход, <i>м³/сек</i>	20
Параметры генератора:	
тип.....	Вертикальный
завод-изготовитель.....	ASEA (Швеция)
мощность, <i>квт</i>	7 000
напряжение, <i>кв</i>	6,3
максимальный к. п. д., %.....	96,1

Створ водозаборных сооружений Читихевской ГЭС выбран непосредственно выше по течению от места впадения притока Квабисхеви в р. Куру.

Река Кура в створе плотины Читихевской ГЭС имеет следующие гидрологические характеристики: $Q_{\min} = 22,4 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\max} = 1\,650 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{ср}} = 73,5 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Читихевская ГЭС — сезонная деривационная станция и относится к средненапорным установкам без регулирования.

Объемы выполненных строительных работ (тыс. м^3) следующие:

Выемка мягкого грунта.....	338
» скального грунта.....	198
Насыпь мягкого грунта.....	53
Бетон и железобетон.....	81,6

Удельные объемы строительных работ составили (м^3):

земельно-скальных:	
на 1 уст. квт.....	28
на 1 квт-ч.....	0,0053
бетона и железобетона:	
на 1 уст. квт.....	3,9
на 1 квт-ч.....	0,00073

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1961 г. составила 12,9 млн. руб., капиталовложения в энергетику 9,4 млн. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. квт 523 руб., на 1 квт-ч 8,0 коп.

СХЕМА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Общая схема сооружений гидроэлектростанций такова: (рис. 2-10) близ железнодорожной станции Двири сооружен головной узел (рис. 2-11). Бетонная разборчатая четырехпролетная плотина (рис. 2-12) имеет кессонное основание, длина плотины 71 м, высота подпора 6 м.



Рис. 2-10. Общая схема гидротехнических сооружений Читавской ГЭС.

С правой стороны плотина заканчивается бетонной стеной, слева к плотине примыкает водоприемник с донными промывными галереями. Забор воды осуществляется непосредственно водоприемником, на котором установлена грубая решетка, и регулируется в начале канала двухпролетным головным шлюзом.

Деривация состоит из открытого деривационного саморегулирующегося канала, трапецидального сечения длиной 2 527 м, переходящего в напорный туннель длиной 2 890 м при диаметре 4,6 м. Деривация рассчитана для пропуска расхода $60 \text{ м}^3/\text{сек}$. Обделка туннеля принята комбинированной, двух типов: железобетонное кольцо с торкретным слоем в 2 см; бетонное кольцо с железоторкретным слоем в 6 см.

На трассе канала возведены следующие искусственные сооружения: косой железобетонный мост длиной 26 м; железобетонный мост для пропуска р. Квабисхеви; ливнеспуски и селеспуск; шугосброс — ливнеспуск, предназначенный как для сброса шуги в зимних условиях, так и для пропуска ливневых вод; донный промывник (размер отверстий $1,0 \times 1,5 \text{ м}$) для про-



Рис. 2-11. Головной узел Читаховской ГЭС.

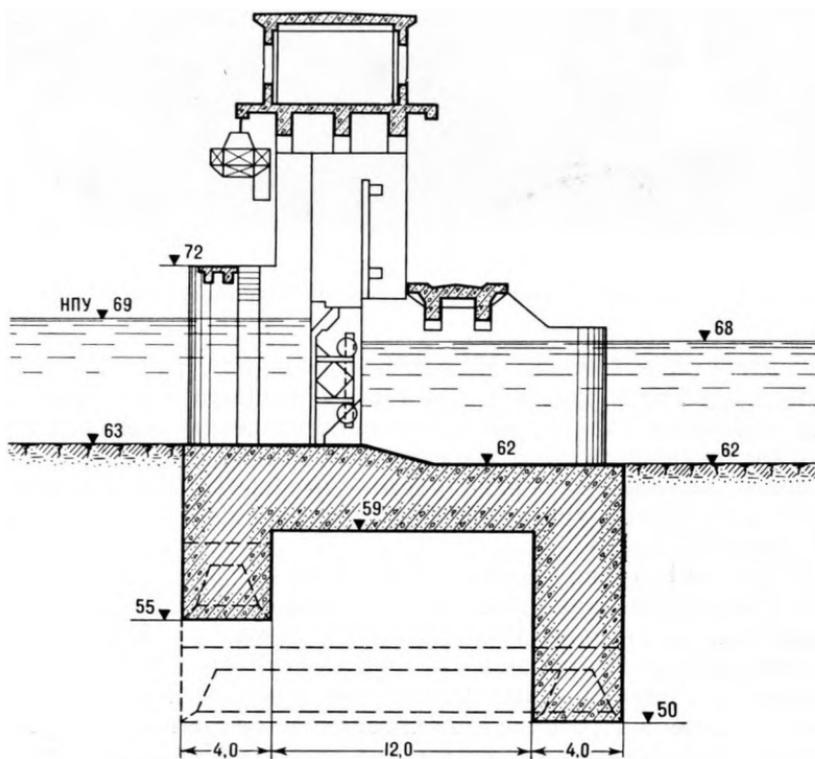


Рис. 2-12. Разрез по плотине Читаховской ГЭС.

мывки донных наносов, накапливающихся у порога, расположенного в конце деривационного канала (песколовка); аванкамера с мелкой решеткой.

В состав силового узла входят: уравнильный резервуар цилиндрического типа диаметром 17 м и высотой 30 м; трехниточный турбинный металлический трубопровод, соединенный с напорным туннелем металлической развилкой; длина трубопровода 181 м, диаметр каждой нитки 2,5 м; помещение диско-

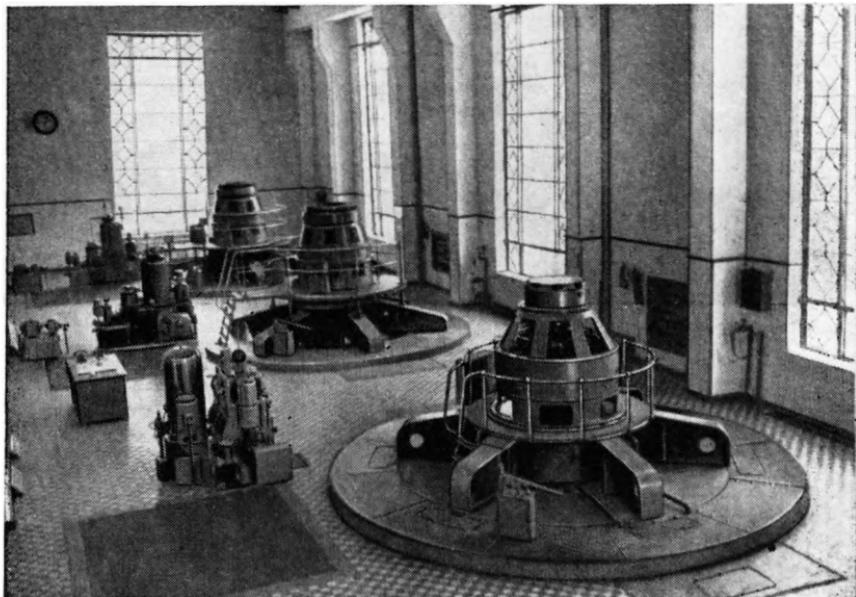


Рис. 2-13. Генераторный зал Читахевской ГЭС.

вых затворов, в котором размещены затворы с ручными и автоматическими приводами и напорная установка для управления ими; машинное здание, расположенное на левом берегу р. Куры. Оно представляет собой трехэтажное здание, на первом этаже которого помещаются отводящие камеры турбин, на втором этаже размещены гидротурбины и на третьем — генераторный зал (рис. 2-13).

Отработанная вода сбрасывается в русло р. Куры коротким отводящим каналом, пересекающим шоссе Боржоми — Ахалцихе. Со стороны турбинного напорного трубопровода машинное здание имеет трехэтажную пристройку, в которой размещены: на первом этаже помещение аккумуляторной батареи, механические мастерские, электроцех и закрытое распределительное устройство 6 кв; на втором этаже кабельный полуэтаж,

рабочие комнаты цехов и шины 6 кв; третий этаж занимают центральный пульт управления, диспетчерская (с высокочастотной связью), электролаборатория и служебные комнаты.

ОСНОВНОЕ ГИДРОСИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В турбинном помещении установлены три вертикальные радиально-осевые гидротурбины мощностью 7,2 тыс. квт.

С турбинами непосредственно соединены трехфазные синхронные генераторы. На валу каждого генератора установлен возбудитель и пендель-генератор. Быстродействующий подвозбудитель установлен отдельно.

Возбуждение генераторов регулируется автоматическими регуляторами. Генераторы работают как с закрытым, так и с проточным циклом воздушного охлаждения.

Примерно в 30 м от генераторного здания расположена открытая подстанция 110 и 35 кв, где установлены два трехобмоточных трансформатора напряжением 110/38,5/6,6 кв, мощностью по 10 000 ква с одинарной системой шин.

Главная схема коммутации: каждый генератор работает на сборные шины генераторного напряжения. Сборные шины состоят из трех секций: к двум крайним секциям подключены главные силовые трансформаторы и трансформаторы собственных нужд, к средней секции — разделительный трансформатор, от которого линией 6 кв питаются поселок обслуживающего персонала станции, средства обогрева решеток и головные сооружения.

Для связи с системой Грузглавэнерго от подстанции 110 кв отходит одноцепная линия 110 кв электропередачи ЧитахевиГЭС — Боржоми — Хашури, а в сторону Ахалцихе две линии 110 кв и 35 кв электропередачи Читахевская ГЭС—Ахалцихе. Для собственных нужд электростанции установлены два трансформатора 6,0/0,4 кв каждый мощностью 320 ква.

ЧИТАХЕВСКАЯ ГЭС В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Первый агрегат ГЭС мощностью 7,0 тыс. квт был пущен в эксплуатацию в декабре 1949 г., а последний, третий по счету агрегат — в мае 1951 г.

График выработки электроэнергии гидроэлектростанцией за период эксплуатации представлен на рис. 2-14.

В процессе работы гидроэлектростанции были выявлены некоторые недостатки, в основном проектного и конструктивного характера. Ряд недостатков был ликвидирован в процессе эксплуатации путем проведения реконструкции и других мероприятий, а некоторые остались неисправленными. В частности:

1. Промывные сооружения в голове деривационного канала расположены на расстоянии 70 м от мелкой решетки аванкамеры. Наносы осаждаются в аванкамере и их приходится очи-

щать вручную. Если бы промывное сооружение было расположено под порогом, на котором установлена мелкая решетка, тогда была бы возможность гидравлической очистки аванкамеры.

2. Грубая решетка водоприемника установлена в четырех метрах от первого главного затвора плотины. Угол, созданный

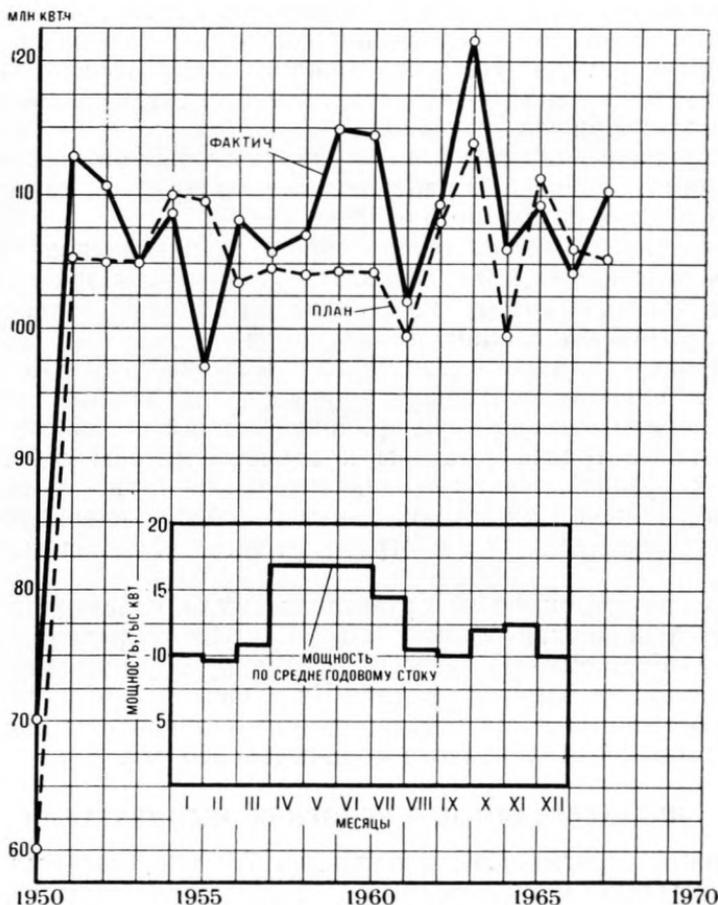


Рис. 2-14. Выработка электроэнергии Читавехской ГЭС.

устоем плотины и водоприемника, образовал мертвую зону воды. Здесь в большом количестве собирается мусор, который не может захватить поток воды при открытии затвора.

3. Некачественное крепление активной стали статора вызвало аварию третьего генератора в 1954 г. Непосредственной причиной аварии был конструктивный дефект. Для его ликвидации по рекомендации завода, изготовившего генератор, были проведены следующие работы: для крепления активной стали

статора были применены текстолитовые клинья, а нажимные пальцы были приварены к нажимным кольцам. В качестве дополнительного мероприятия была проведена также сварка частей оголенных концов нажимных пальцев в верхнем и нижнем рядах.

На Читахевской ГЭС осуществлена полная комплексная автоматизация и телемеханизация. Автоматизация предусматривает автоматический пуск и остановку генераторов, регулировку активной мощности станции в зависимости от расхода воды и автоматическую регулировку уровня воды у плотины посредством затворов.

Оперативный персонал переведен на дежурство на дому.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Характерная особенность схемы сооружений Читахевской ГЭС состоит в том, что она посредством короткого деривационного туннеля использует участок реки, состоящий из одного большого и трех маленьких порогов, что дает возможность большой концентрации напора. Длина туннеля в 1,8 раза короче длины реки.

Другой особенностью является сооружение основания плотины с использованием кессонов. Это обстоятельство полностью исключило необходимость постройки перемычек для возведения плотины, тем самым ускорив и удешевив строительство.

Если деривация состоит из открытого канала и туннеля, обычно строят безнапорный туннель, однако для Читахевской ГЭС был спроектирован и построен напорный туннель. Этим мероприятием значительно упростились сооружения силового узла, а именно были исключены напорный бассейн и холостой водосброс.

В инженерно-геологических и топографических условиях гидроузла строительство этих сооружений являлось весьма трудным делом и не обеспечивало их надежности при эксплуатации.

2-3. Ортачальская гидроэлектростанция

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Одним из основных мероприятий, в корне изменивших лицо столицы Грузинской ССР г. Тбилиси, является постройка набережных вдоль р. Куры и превращение прибрежных участков города в цветущие парки и благоустроенные транспортные магистрали.

Однако в течение летних и осенне-зимних месяцев, когда расходы в реке составляют 10—15% от весенних, русло реки между набережными обнажается и высокие стенки набережных на большом протяжении целиком выступают из воды. Оголенные стены набережных некрасиво выглядят и портят красоту

города. Поэтому существенное значение приобретает вопрос обводнения русла реки, т. е. повышения горизонта в реке в период меженных расходов. Это может быть достигнуто путем сооружения ряда плотин в пределах города.

Границами города, с учетом предполагаемого развития, следует считать участок реки от ЗАГЭС (Дигомское поле) до с. Соганлуги, причем в этих пределах падение Куры составляет около 60 м при длине около 25 км. Естественно, возникает вопрос об энергетическом использовании этого падения и создании в центре Тбилисского района гидроэлектрических станций. Поэтому вопросы благоустройства города и энергетического использования реки в его пределах решаются комплексно. Однако

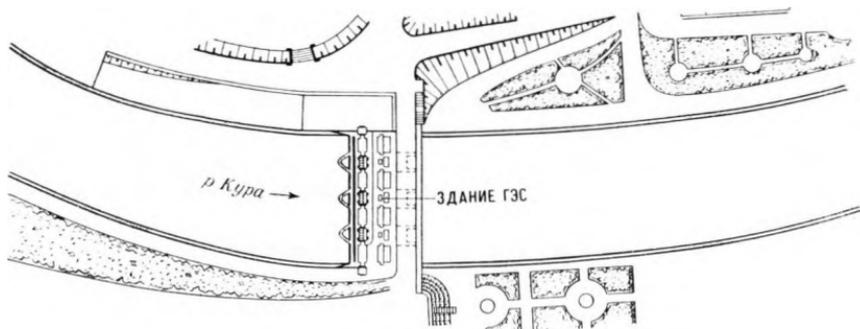


Рис. 2-15. Схема сооружений Ортаçальской ГЭС.

при совместном решении этих вопросов прежде всего должны быть удовлетворены все требования благоустройства города и только после этого учтены интересы энергетики.

Вопросы обводнения русла реки вызывают целый ряд задач, связанных с различными областями городского хозяйства: канализацией (фекальной и ливневой), грунтовыми водами, устройством набережных и др.

При установлении первоочередных объектов каскада, который намечен был по схеме, исходили из основной задачи — благоустройства г. Тбилиси. В первую очередь должна была быть осуществлена та ступень каскада, которая в наибольшей степени удовлетворяет требованиям обводнения города, т. е. верхний бьеф, который полностью находится в пределах его центральной части. Этому требованию, бесспорно, удовлетворяет Ортаçальская ступень, верхний бьеф которой простирается до моста Челюскинцев. Таким образом, в первую очередь должна была быть построена Ортаçальская ГЭС.

По своему замыслу, схеме сооружений и конструкции Ортаçальская гидроэлектростанция с инженерной точки зрения — весьма интересное и уникальное гидротехническое сооружение в сравнении с другими гидроэлектростанциями Советского Союза (рис. 2-15).

При сооружении Ортачальской ГЭС выполнены следующие объемы строительных работ (тыс. м³):

Выемка мягкого грунта	131,0
» стального грунта	59,0
Насыпь мягкого грунта	134,0
Бетон и железобетон . .	73,2

Удельные объемы строительных работ составили (м³):

земельно-скальных:	
на 1 уст. <i>квт</i>	. 18
на 1 <i>квт-ч</i> .	. 0,0043
бетона и железобетона:	
на 1 уст. <i>квт</i>	4,07
на <i>квт-ч</i> . .	0,00098

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1961 г. составила 9,03 млн. руб., капиталовложения в энергетику 6,43 млн. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. *квт* 357 руб., на 1 *квт-ч* 7,2 коп.

СООРУЖЕНИЯ ГЭС

Плотина (рис. 2-16) водосливного типа с пониженным порогом состоит из четырех пролетов, каждый шириной по 14 м в свету, разделенных тремя бычками шириной по 13 м. В каждом бычке размещено по одному блоку агрегатов ГЭС. Общая длина водосливного фронта плотины 95 м.

Основанием плотины служат скальные породы, слагающие ложе реки в районе сооружения, представляемые туфогенными песчаниками значительной мощности. Подстилаемые этими песчаниками песчано-глинистые сланцы и слой речного аллювия по всей поверхности основания плотины удалены.

Ввиду возможного со временем размыва скальных пород, слагающих основание плотины, предусмотрено гашение энергии потока, переливающегося через порог плотины, водобойным колодцем глубиной 3,5 м, длиной 26 м.

Конструкция водобойного колодца и его размеры подобраны на основании предварительных результатов исследований в гидравлической лаборатории Тбилисского научно-исследовательского института сооружений и гидроэнергетики имени А. В. Винтера.

В верховой и низовой частях флютбета устроены бетонные зубья: верховой зуб заглублен в скалу основания на глубину 2,7 м, а низовой — на 4,5 м.

В пределах плотины, на уровне верха бычков и устоев, устроены железобетонные служебные мостики, предназначенные для прохода служебного персонала и передвижения по плотине порталных кранов.

Проход для персонала, обслуживающего блоки агрегатов, распреустройства, щит управления и другие устройства ГЭС,

размещенные в бычках плотины, осуществляется посредством двухочковой железобетонной галереи прямоугольного сечения. Бычки плотины в плане имеют прямоугольное очертание со стрельчатой верховой частью. Верховая часть бычков выступает в сторону верхнего бьефа на 8,75 м за линию порога плотины. Бычки полые железобетонные. Внутри бычков размещены блоки агрегатов ГЭС, по одному на каждый бычок, а также распределительные устройства и подсобные помещения.

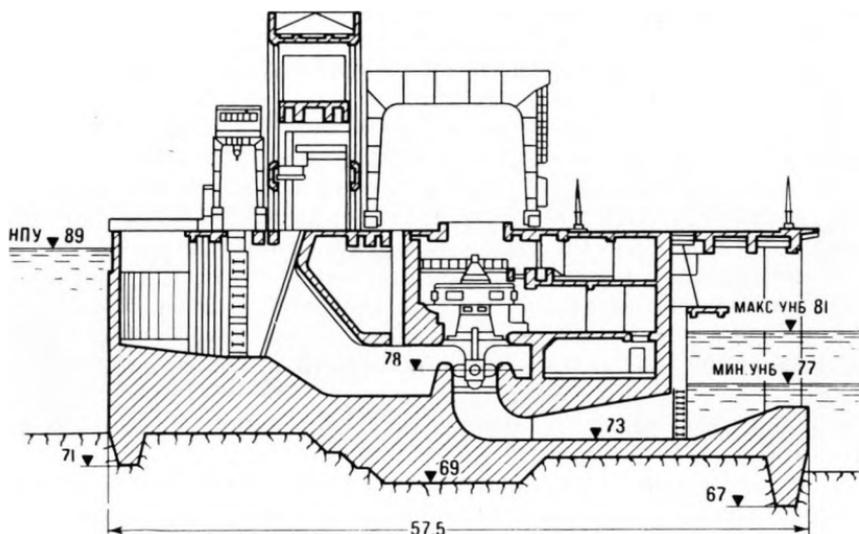


Рис. 2-16. Разрез по плотине Ортачальской ГЭС.

В верховой, стрельчатой части каждого бычка расположены по два водоприемных отверстия с порогом, превышающим порог плотины на 4,5 м. На входном пороге водоприемных отверстий установлена вертикальная грубая решетка из металлических стержней.

В конце водоприемной камеры устроены пазы для аварийно-секционного затвора. Обслуживание затвора производится при помощи малого порталного крана, обслуживающего аварийные и секционные затворы плотины. Затвор состоит из трех металлических секций высотой по 3,1 м, полная высота затвора 9,3 м. На всю ГЭС предусмотрен комплект секций на один затвор.

Нижняя часть бычка представляет собой проточную часть блока агрегата. Здесь размещены турбинная камера, агрегат и отсасывающая труба.

В верхней части бычка на первом этаже размещены агрегат возбуждения генератора, зарядный и подзарядный мотор-гене-

раторы, насосная для откачки воды из турбинной камеры, фазовые и нулевые выводы генератора, кабельные выводы для связи с подстанцией «Авлабар», автомат гашения поля (АГП), вдоль левой (по течению) стены расположено помещение ошиновки генераторных выводов.

На втором этаже расположены: щиты автоматики управления, щиты собственных нужд переменного тока, распределительное устройство 6 кв трансформатора собственных нужд, реакторы, кабельная шахта. В полу второго этажа устроен люк для спуска оборудования на первый этаж.

На третьем этаже среднего бычка расположены: аккумуляторная батарея, вентиляционная, щелочная. Кроме того, на этом этаже размещены щиты постоянного тока.

В бычках смонтирована вытяжная вентиляция с воздушными каналами, размещенными в кладке стенок бычков.

Монтаж основного гидрооборудования произведен через отверстие прямоугольного сечения размерами 5,2X8,0 м, перекрываемого металлическим люком, состоящим из отдельных секций.

Учитывая специфику сооружения, находящегося в значительной своей части под водой, и необходимость в связи с этим предохранения помещений ГЭС от фильтрации, внутренние поверхности пола первых этажей и стен бычков покрыты железоторкетом.

С обоими берегами плотина сопрягается посредством устоев из армобетонной кладки.

Все фасадные поверхности сооружения — входные оголовки бычков, перила, цоколи помещений подъемных механизмов — облицованы тесаным базальтовым и экарским известняковым камнем.

Общий вид ГЭС приведен на рис. 2-17, 2-18.

Автодорожный мост длиной 145 м расположен на плотине ГЭС со стороны нижнего бьефа, при этом проезжая часть его примыкает к основанию помещения подъемных механизмов, отделяясь от последнего внутренним тротуаром.

Мост имеет семипролетную схему: пролеты по 14,0 м перекрывают отверстия плотины, а пролеты по 13,0 м перекрывают пространство между стенками бычков. Таким образом, мост является неравнопролетным, с симметричной относительно середины разбивкой пролетов.

По обоим берегам как в верхнем, так и в нижнем бьефах к ГЭС примыкают набережные, из которых правобережная является концевым участком.

Эта набережная продлена в нижнем бьефе. Назначением этого участка набережной является защита Ортачальских садов и огородов от затопления при пропуске через гидроузел паводковых вод.

Набережная левого берега на участке верхнего бьефа имеет протяжение 157 м и оканчивается у скального обрыва; на уча-

стке нижнего бьефа ее длина равна 436,5 м и оканчивается также у обрывистого скального берега.

Все агрегаты ГЭС обслуживаются одним монтажным порталным краном грузоподъемностью 100 Т. Кроме главного крюка, тележка крана имеет два крюка грузоподъемностью по

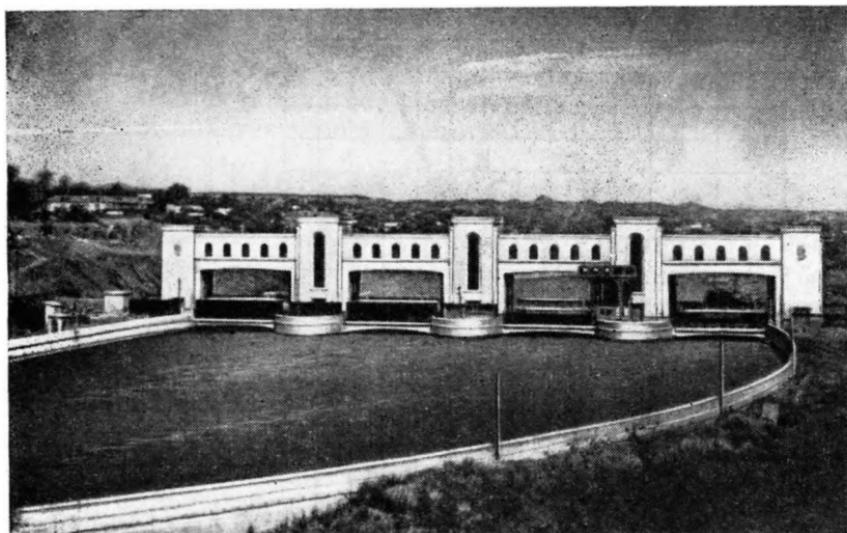


Рис. 2-17. Ортачалская ГЭС. Вид с верхнего бьефа.

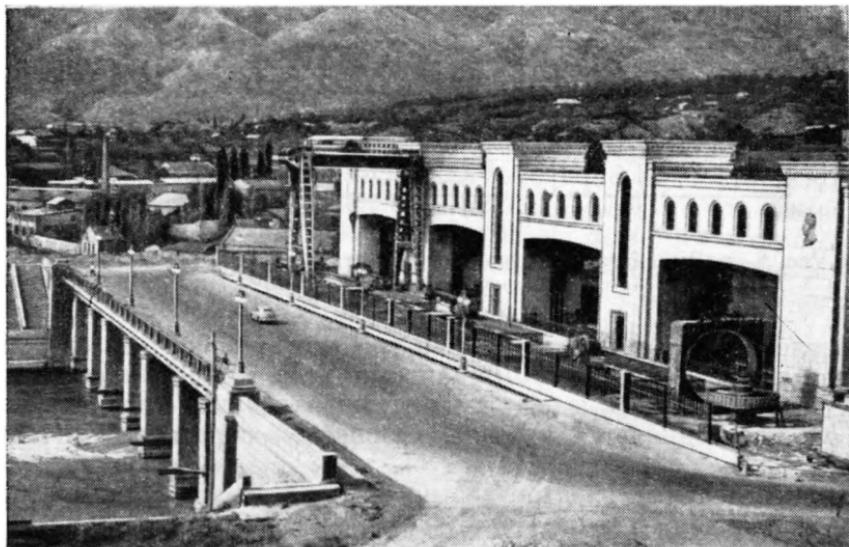


Рис. 2-18. Ортачалская ГЭС. Вид с нижнего бьефа.

20 Т. Эти крюки предназначены для спаренной работы при подъеме ремонтного затвора плотины, а также для демонтажа подъемников затворов перед турбинами и выема этих затворов из пазов для ремонта.

Три агрегата, установленные на станции, присоединяются к одиночной системе шин генераторного напряжения 6,3 кв,

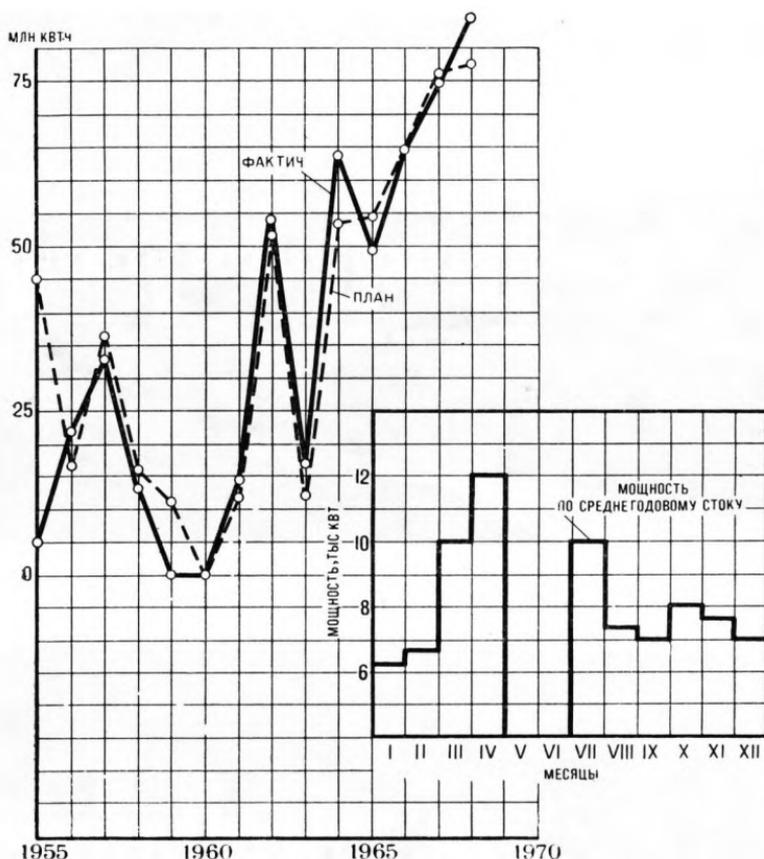


Рис. 2-19. Выработка электроэнергии Ортачальской ГЭС за период эксплуатации.

разделенной разъединителями на три части. К средней системе подсоединен повысительный трансформатор в 20 000 квв напряжением 6,3/38,5 кв и одной воздушной линией напряжением 35 кв присоединяется к шинам городской подстанции «Навтуги».

Распределение электроэнергии производится на генераторном напряжении 6 кв.

Излишек энергии станция передает в 35-киловольтную городскую сеть через Навтугскую подстанцию.

ГЭС полностью автоматизирована, с частичным телеуправлением с диспетчерского пункта Грузглавэнерго.

Выработка энергии гидроэлектростанцией за годы эксплуатации характеризуется графиком на рис. 2-19.

Характерной особенностью и оригинальностью Ортачальской гидроэлектростанции является, с одной стороны, то, что она прекрасно вписывается в городской ансамбль, а с другой, то, что ее агрегаты расположены в бычках плотины, что избавило от необходимости строить отдельное машинное здание. С плотинной гидроэлектростанции совмещен городской мост, создающий с ней единый архитектурный ансамбль.

РИОНСКИЙ КАСКАД ГЭС

Риони — одна из самых крупных рек Грузии. Беря начало с высот ледников южного склона Главного Кавказского хребта, Риони на коротком расстоянии (330 км) стремительно спускается до уровня Черного моря. Значительные атмосферные осадки и большое падение определили высокий энергетический потенциал этой реки. В верхнем течении ее удельная мощность доходит на отдельных участках до 5 000 *квт* на 1 км длины, в среднем течении она колеблется в пределах 4 000—6 000 *квт*, достигая на определенных участках до 7 000 *квт* на 1 км длины. Особенно выделяется в этом отношении среднее течение реки, где из-за переброски стока р. Цхенис-Цкали удельные мощности на отдельных участках достигают 8 100 *квт* на 1 км длины. На последнем участке до устья протяжением около 100 км река имеет небольшие уклоны и в энергетическом отношении не представляет практического интереса.

Энергетическое использование Риони с давних пор привлекало внимание гидротехников. Еще в 1907 г. Бунге и Палашковский испрашивали концессию на сооружение гидростанций выше г. Они. Ряд других концессий были получены для сооружения гидростанций на других участках Риони и на ее притоке Цхенис-Цкали, однако эти проекты, связанные с использованием отдельных наиболее выгодных участков, не были осуществлены.

Планомерное изучение и практическое освоение Риони и ее притоков начались лишь после установления Советской власти в Грузии. Одновременно со строительством первой крупной гидростанции на Куре ферромарганцевая комиссия под руководством А. Людина составила первую схему планомерного использования Риони и ряда ее притоков, охватившую почти все течение этой крупной реки (рис. 2-20).

Из предлагаемых по этой схеме установок в качестве первоочередного объекта была принята установка у г. Кутаиси, как наиболее близко расположенная от крупных потребителей энергии. Одновременно инж. И. Н. Мелик-Пашаев разработал и представил другой вариант этой же установки. Гидростанция

была осуществлена по варианту инж. И. Н. Мелик-Пашаева под названием Рионской ГЭС.

За период 1932—1934 гг. появились новые схемы комплексного использования Риони, среди которых следует отметить схему, составленную Бюро среднего Риони (П. Г. Шенгелия)

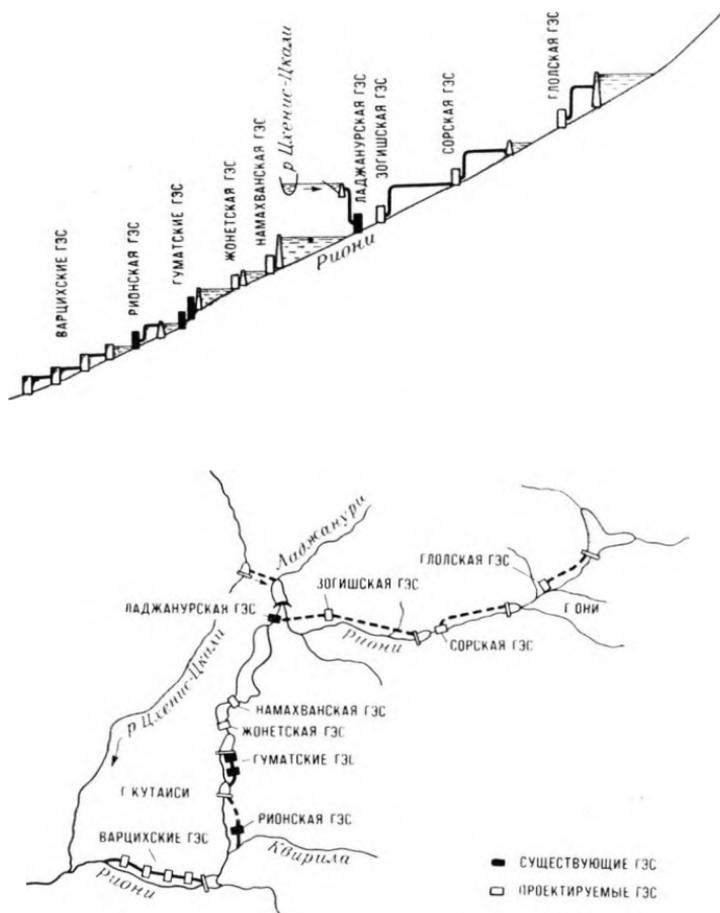


Рис. 2-20. Схема использования р. Риони.

в Тбилиском отделении Гидроэнергопроекта. На основе этой схемы Тбилгидропроект составил проекты ряда гидростанций: Гуматских ГЭС, Ладжанурской ГЭС, Намахванской ГЭС и Варцихских ГЭС. Часть этих проектов уже осуществлена, а другие являются объектами очередного гидроэнергостроительства.

Последующие уточнения схемы использования Риони и ее притоков производились в разное время Тбилгидропроектom и Институтом энергетики имени А. И. Дидебулидзе.

В настоящее время на Риони построены четыре гидростанции— Рионская, Гуматская I, Гуматская II и Ладжанурская. Следующими первоочередными объектами строительства являются— Намахванская и Варцихские ГЭС.

Здесь представлена уточненная схема использования Риони по последней разработке Института энергетики имени А. И. Дибелидзе. Уточнение касается в основном участка реки выше Ладжанурской ГЭС. Весь этот участок намечается использовать тремя ступенями, из коих Глолская ГЭС с водохранилищем годичного регулирования, расположенная в голове каскада, предназначена для регулирования работы всех нижележащих ступеней каскада. Нижние две деривационные ступени с бассейнами суточного регулирования перед плотинами являются пиковыми гидростанциями для суточного регулирования. Каскад из этих трех ступеней позволит выработать около 3,5 млрд. *квт · ч* энергии в год, при суммарной выработке всего Рионского каскада ГЭС около 8,0 млрд. *квт · ч*.

Ниже дается подробное описание построенных на Риони гидростанций: Рионской, Гуматской I, Гуматской II и Ладжанурской ГЭС.

2-4. Рионская гидроэлектростанция

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ

Еще в процессе строительства Земо-Авчальской гидроэлектростанции был поставлен и решен вопрос о строительстве мощной гидроэлектростанции на р. Риони.

В годы царизма с целью электрификации Сурамского перевального участка Закавказской железной дороги были сделаны попытки строительства электростанции соответствующей мощности. Известно, что профессор Б. Бахметьев по заказу царского Министерства путей сообщения в 1913 г. составил проект строительства гидроэлектростанции на р. Риони, однако никаких практических шагов по его претворению в жизнь предпринято не было.

Нужды индустриального развития Советской Грузии поставили на повестку дня такие значительные проблемы, какими были организация ферромарганцевого производства, электрооснащение чиатурских марганцевых рудников, ткибульских угольных шахт и обогатительных фабрик, организация электротяги на Сурамском перевальном участке железной дороги, электрификация города Кутаиси и соседних с ним районов. Для решения всех этих назревших проблем необходима была электростанция мощностью не менее 30 тыс. *квт*, среднегодовая выработка которой составила бы по меньшей мере 200 млн. *квт · ч*.

Идея строительства Рионской гидроэлектростанции в первую очередь непосредственно связана с организацией в Грузии

производства ферромарганца, которому требовалось большое количество дешевой электроэнергии. С этой целью правительство Грузинской ССР в 1924 г. создало специальную, так называемую ферромарганцевую комиссию, которая должна была изучить как вопросы строительства завода ферросплавов, так и строительства гидроэлектростанции и представить свои предложения.

Из-за недостаточности в тот период советских инженерно-технических кадров эта работа была поручена известному немецкому гидротехнику, профессору А. Людину, которого правительство Грузинской ССР пригласило для работы в ферромарганцевой комиссии. Наши инженеры и техники, которыми руководил проф. А. Людин, проделали большую и полезную работу, которая и сегодня представляет собой определенный интерес.

На основании исследований, проведенных в 1924—1925 гг., проф. А. Людин составил обширную схему гидроэнергетического использования р. Риони и ее главных притоков, которая, несмотря на ряд недостатков, привлекла внимание специалистов своим широким инженерным замыслом.

Вместе с тем проф. А. Людин в 1925 г. разработал эскизный проект Рионской гидроэлектростанции, согласно которому р. Риони по напорному туннелю длиной 1 337 м должна была быть переброшена в р. Цкалцитела. На р. Риони строились головные сооружения, а на р. Цкалцитела — машинное здание.

Пока энергетики спорили о том, где построить намеченную электростанцию, инженер И. Мелик-Пашаев в 1926—1927 гг. составил проект Рионской гидроэлектростанции, представляющий собой в основном видоизмененный вариант эскизного проекта проф. А. Людина.

Экономический Совет Грузинской ССР в начале 1927 г. решил вопрос о строительстве гидроэлектростанции на р. Риони неподалеку от Кутаиси.

6 мая 1927 г. было принято решение о строительстве Рионской гидроэлектростанции. Экспертная комиссия отдала предпочтение проекту инженера И. Мелик-Пашаева, который в дальнейшем был утвержден.

По проекту И. Мелик-Пашаева мощность Рионской ГЭС должна была составлять 48 тыс. *квт* при годовой выработке 250 млн. *квт-ч* электроэнергии, в то время как по эскизному проекту проф. А. Людина эти показатели составляли соответственно 29,4 тыс. *квт* и 200 млн. *квт - ч*.

Строительство Рионской гидроэлектростанции было начато в 1927 г. на второй день после сдачи в эксплуатацию ЗАГЭС имени В. И. Ленина. М. И. Калинин, принимавший участие в этих грандиозных торжествах трудящихся Грузии, заявил относительно начала строительства Рионской ГЭС: «Тремя взрывами мы положили начало великому делу, которое должно дать

неиссякаемую энергию для поднятия промышленности края. Взрывы эти убили старый Кутаис и родили новый»

Первый гидроагрегат Рионской ГЭС заработал 30 сентября 1933 г., а торжественная сдача станции в эксплуатацию состоялась 30 июня 1934 г. Рионская ГЭС была в числе первых построенных гидроэлектростанций в Советском Союзе.

На строительстве Рионской ГЭС были выполнены следующие объемы основных работ (тыс. м³):

Выемка мягкого грунта.....	2317
» скального грунта.....	689
Насыпь мягкого грунта.....	351,6
Бетон и железобетон.....	202,7

Удельные объемы строительных работ составили (м³):

земельно-скальных:	
на 1 уст. <i>квт</i>	70
» 1 <i>квт-ч</i>	0,0107
бетона и железобетона:	
на 1 уст. <i>квт</i>	4,2
» 1 <i>квт-ч</i>	0,00065

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1933 г. составила 86,35 млн. руб., капиталовложения в энергетику 71,7 млн. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. *квт* 1 490 руб., на 1 *квт-ч* 27,4 коп.

Гидрологические характеристики р. Риони в створе плотины: $Q_{\text{мин}}=22 \text{ м}^3/\text{сек}$; $Q_{\text{макс}}=1440 \text{ м}^3/\text{сек}$; $Q_{\text{ср}}=134 \text{ м}^3/\text{сек}$.

ОБЩАЯ СХЕМА СТАНЦИИ И ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

Рионская ГЭС является первой гидроэлектростанцией в намеченном каскаде ГЭС на р. Риони. Схема ее сооружений приведена на рис. 2-21. Головные сооружения ее расположены в том месте, где р. Риони входит в границы г. Кутаиси, а силовой узел — неподалеку от железнодорожной станции Риони.

Основные параметры Рионской ГЭС приведены ниже:

Расчетный расход деривации, м ³ /сек	80/100
» максимальный сбросной расход	
через сооружения, м ³ /сек.....	3 200
Напоры, м:	
максимальный.....	65,90
расчетный.....	60,00
минимальный.....	58,25
Мощность, <i>квт</i> :	
полная установленная.....	48 000
максимальная рабочая.....	48 000
Коэффициент использования водотока . . .	0,46
» » установленной	
мощности	0,75
Выработка в средний по водности год,	
млн. <i>квт-ч</i>	314 *

* Газета «Заря Востока» от 29 июня 1927 г. (№ 1513).

Число часов использования установленной мощности.....	6540
Удельный расход воды на 1 <i>Мет</i> , $m^3/сек$ ·	2,2
Параметры турбины:	
тип	Вертикальная радиально-осевая
завод-изготовитель.....	JIM3
мощность, <i>квт</i>	12500
скорость вращения, <i>об/мин</i>	300
максимальный к. п. д., %.....	87
расчетный расход, $m^3/сек$	25
Параметры генератора:	
тип.....	В В-744-300
завод-изготовитель.....	«Электросила»
мощность, <i>квт</i>	12000
напряжение, <i>кв</i>	6,6
ток, <i>а</i>	1320

* До 1960 г., т. е. до пуска в эксплуатацию Ладжанурской гидроэлектростанции и переброски в связи с этим р. Цхенис-Цкали в р. Риони, выработка Рионской ГЭС в средний по водности год составляла 289 млн. *квт-ч*.

Рионская ГЭС — станция деривационного типа. В ее комплекс входят: головной узел, деривационные сооружения (безнапорные туннели и канал), бассейн суточного регулирования, напорный бассейн, напорный турбинный трубопровод, машинное здание и отводящий канал.

Комплекс головных сооружений состоит из плотины, сифонного водосброса, плотохода и водоприемника (рис. 2-22).

Главная плотина представляет собой бетонное сооружение с четырьмя отверстиями пролетом по 10,2 м. В пролетах плотины помещены плоские сдвоенные затворы. Они состоят из двух частей: нижней — высотой в 8,5 м и верхней — 3,05 м. Посредством этих затворов уровень воды в русле реки поднимается на 11,55 м. В случае надобности опусканием верхнего затвора можно перепустить через него плавающие предметы.

Пролеты плотины отделены друг от друга железобетонными бычками толщиной 3,5 м, длиной 25,5 м. Бычки в верхней части соединены друг с другом железобетонными мостиками, на которых расположены подъемные механизмы для затворов.

Для подъема верхнего балочного заграждения (шандоров) плотины на мосту, расположенном со стороны верхнего бьефа, установлен 25-тонный порталный кран. Подъем и перемещение низового балочного заграждения производится специальным механизмом.

Длина флютбета плотины 34,1 м, ширина 51,3 м. Для гашения энергии воды, проходящей через пролеты плотины, в конце флютбета сооружен колодец длиной 20,6 м. Поверхности флютбета и колодца облицованы гранитом.

Режим р. Риони характеризуется внезапными подъемами воды. Поэтому для сохранения проектной подпорной отметки

в водохранилище между правобережным бычком плотины и плотоходом сооружен автоматический сифонный водосброс пропускной способностью $127 \text{ м}^3/\text{сек}$. В нижнем бьефе этого водосброса сооружен железобетонный порог высотой $3,5 \text{ м}$, образующий колодец длиной $36,3 \text{ м}$ и шириной $13,4 \text{ м}$.



Рис. 2-21. Схема сооружений ГЭС.

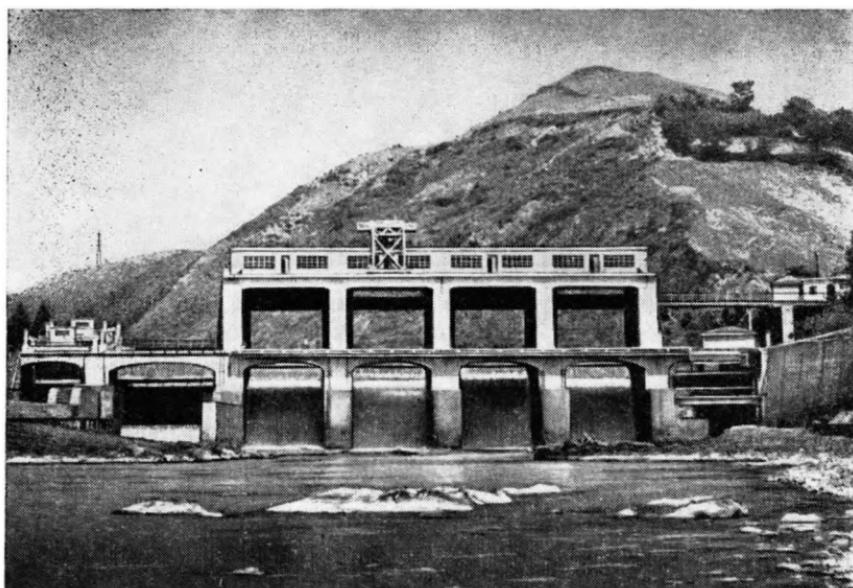


Рис. 2-22. Рионская ГЭС. Вид на плотину с нижнего бьефа.

На правом берегу реки рядом с сифонным водосбросом построен плотоход длиной $13,5 \text{ м}$ и шириной $7,5 \text{ м}$. Пропуск плотов производится путем маневрирования двумя затворами (один расположен в верхней части плотохода, другой — в нижней). Сооружение рассчитано на пропуск $5\,000$ плотов в год.

Левее плотины, на скальном берегу реки Риони сооружен водоприемник открытого типа пропускной способностью $80 \text{ м}^3/\text{сек}$. Водоприемник состоит из пяти пролетов, отделенных друг от друга бычками толщиной в 1 м. Перед бычками на пороге высотой в 5 м установлена грубая решетка. Дно водоприемника имеет большой уклон в направлении головных шлюзов, перед которыми сооружен второй порог высотой в 2,4 м, задерживающий крупные камни и гравий. Очистка водоприемника от нано-



Рис. 2-23. Деривационный канал.

сов производится промывными шлюзами, пропускная способность которых равняется $70 \text{ м}^3/\text{сек}$. Пролеты промывника перекрываются металлическими затворами, управление которыми производится при помощи подъемных механизмов, расположенных на верхнем мостике. В конце водоприемника установлен головной шлюз, после которого начинается деривационный безнапорный туннель длиной 3 860 м. Поперечное сечение туннеля имеет подковообразное очертание шириной 4,8—5,25 м и высотой в 5,67—5,89 м. Пропускная способность туннеля $80 \text{ м}^3/\text{сек}$. Уровень воды в туннеле колеблется в пределах 4,95—5,5 м, а скорость равняется 3,61—3,06 м/сек.

После выхода туннеля на Сагорийское плато начинается открытый деривационный канал. Деривационный канал имеет трапецеидальное сечение (рис. 2-23). Его длина составляет 5 200 м, ширина дна канала 5,4—10,5 м, в основном он проходит в зем-

ляной выемке. Как дно канала, так и его откосы облицованы бетоном толщиной 12—20 см. Расчетный расход воды в канале до бассейна суточного регулирования 80 м³/сек, а после бассейна— 100 м³/сек. Скорость течения воды в канале меняется от 1,53 до 2,0 м/сек.

В конце деривации сооружен боковой водосброс, откуда вода по быстротоку длиной в 540 м может быть сброшена в р. Цкалцителя.

Бассейн суточного регулирования сооружен в конце деривационного канала на правой его стороне. Бассейн вмещает

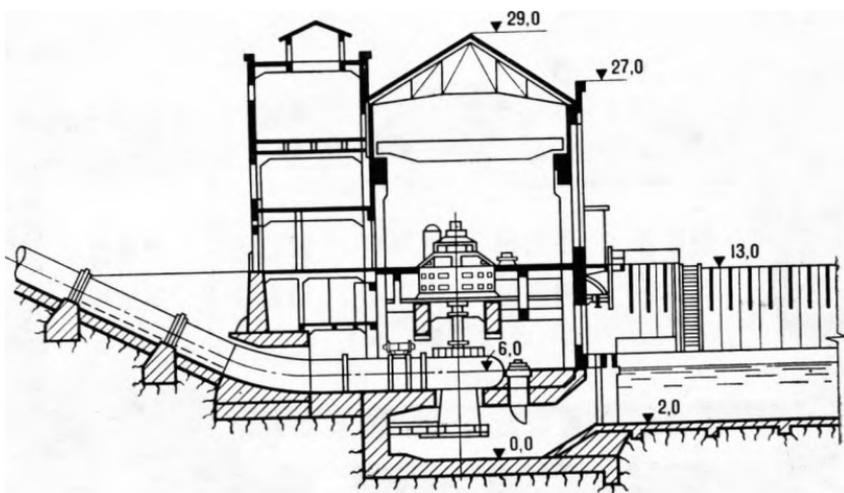


Рис. 2-24. Разрез по зданию Рионской ГЭС.

500 тыс. м³ воды. Его полезный регулирующий объем составляет 300 тыс. м³, что полностью обеспечивает четырехчасовую работу четвертого, пикового, агрегата.

Бассейн обнесен земляным валом высотой в 6 м, внутренние откосы которого облицованы бетоном. Бассейн суточного регулирования соединен с деривационным каналом с помощью семи-пролетного шлюза — регулятора с плоскими щитами.

Деривационный канал заканчивается напорным бассейном, состоящим из четырех напорных камер. Вход в камеры огражден частой решеткой, задерживающей плавающие предметы. За решеткой установлены затворы, подъем и опускание которых производится при помощи подъемных механизмов, расположенных на служебном мостике напорного бассейна.

Вода из напорного бассейна посредством четырех напорных труб длиной в 213 м каждая направляется к гидротурбинам (рис. 2-24, 2-25). Диаметр трубопровода 2,6 м, толщина стенок в верхней части 8 мм, а в нижней 14 мм. Каждый трубопровод рассчитан на пропуск расхода воды 25 м³/сек при скорости

4,76 м/сек. Три анкерными опорами напорный трубопровод разделен на четыре участка. Четвертая (последняя) анкерная опора в то же время является основанием генераторного здания. В конце каждого трубопровода установлены дисковые затворы.

Машинное здание расположено у основания южного склона Сагорийского леса, неподалеку от Закавказской железной дороги, рядом с железнодорожной станцией Риони. Машинное здание делится на три части: главный корпус и две пристройки с востока и севера со стороны напорного трубопровода.



Рис. 2-25. Здание Рионской ГЭС.

В главном корпусе установлены четыре гидроагрегата с регуляторами, со всеми необходимыми сигнальными, контрольными и другими устройствами, установками охлаждения и аппаратурой управления.

В восточной пристройке расположены: наверху — монтажная площадка, а внизу — аккумуляторные батареи, трансформаторная яма и центральное масляное хозяйство для гидроагрегатов. В наружной стене этой пристройки расположены большие ворота, через которые вдоль открытой повысительной подстанции проходит железнодорожная ветка. Машинный зал и монтажную площадку обслуживает один мостовой кран грузоподъемностью 80/20 Т.

В северной трехэтажной пристройке расположены: мастерская, лаборатория, трансформаторы собственных нужд, электро-

распределительное устройство, служебные комнаты и главные щиты управления.

Отработанная в турбинах вода поступает в отводящий канал длиной 2 150 м, сопрягающийся с р. Цкалцитела. Отводящий канал, начинающийся у машинного здания расширенным сечением, облицован бетоном до места пересечения его с железнодорожным мостом.

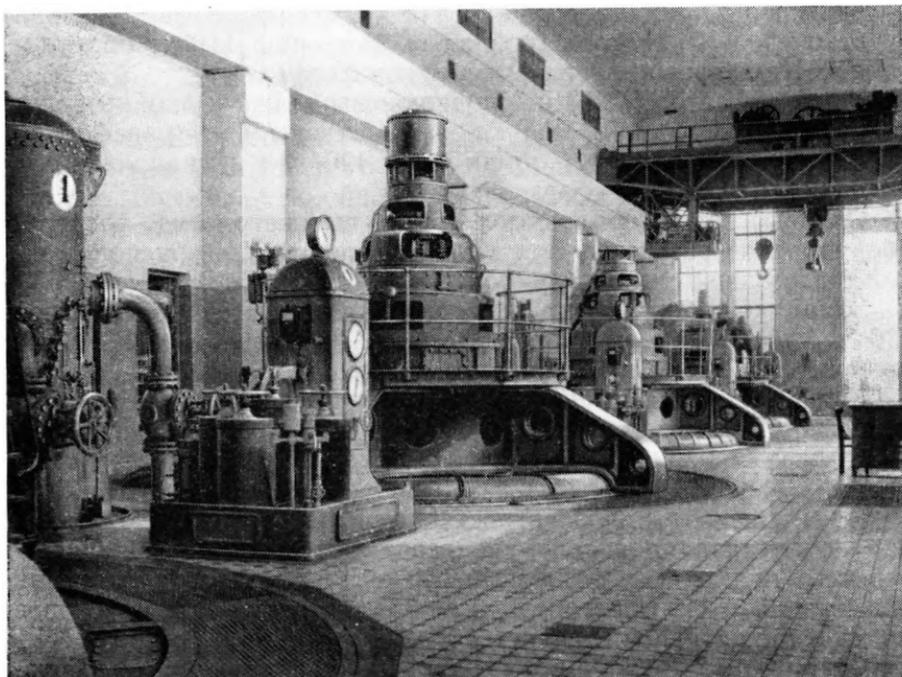


Рис. 2-26. Машинный зал Рионской ГЭС.

Нормальный уровень воды в отводящем канале равен минимальному уровню воды в р. Цкалцитела. Тем самым исключены резкие колебания уровня воды и возникновения быстрого течения, что могло бы вызвать размыв земляных откосов канала на нижнем его участке, на котором он не облицован.

В здании ГЭС (рис. 2-26) установлены четыре вертикальные радиально-осевые турбины мощностью в 12,5 тыс. квт каждая со скоростью вращения 300 об/мин. Их расчетный напор равен 60 м.

Вертикальные турбины непосредственно соединены с трехфазными генераторами. Каждый генератор подсоединен к группе однофазных силовых трансформаторов. Генераторы № 1 и 2 подсоединены к двухобмоточным однофазным трансформаторам

6,6/110 кв, а № 3 и 4 — к трехобмоточным однофазным трансформаторам 6,6/38,5/110 кв. Мощность каждой фазы равна 5 000/5 000/5 000 кв.

Для включения резервных однофазных рабочих трансформаторов, а также для обеспечения перекрестной работы генераторов и трансформаторов на разных системах шин применяются специальные шины 6,6 кв (джемперная система).

Все четыре группы силовых повысительных трансформаторов подсоединены к двойным шинам 110 кв, откуда питаются линии электропередачи 110 кв. Двойная система шин 110 кв оборудована междушинным масляным выключателем.

Трансформаторы № 3 и 4 подключены также к двойным шинам 38,5 кв. К шинам 38,5 кв подсоединены два трансформатора собственных нужд мощностью 420 кв и напряжением 38,5/6,6 кв (один из них резервный).

Силовые трансформаторы и другое высоковольтное электрооборудование размещены на открытой подстанции, расположенной с восточной стороны гидроэлектростанции.

Закрытая часть станции соединена с открытой подстанцией 110 и 38,5 кв кабельным каналом, на полках которого расположены силовые и контрольно-измерительные кабели.

Как высоковольтные линии электропередачи, так и силовые трансформаторы и генераторы обеспечены соответствующей аппаратурой для защиты от перенапряжения и короткого замыкания.

На Рионской гидроэлектростанции осуществлена комплексная автоматизация и телемеханизация с центрального диспетчерского пункта (из Тбилиси). Автоматизация электростанции охватывает пуск и остановку четырех агрегатов и групповое управление активной мощностью.

Станция участвовала в регулировании частоты системы Грузглавэнерго, однако в связи с изменением параметров системы в ближайшем будущем она будет переведена на программное регулирование. Оперативный персонал переведен на дежурство на дому.

Регулирование напряжения генераторов производится при помощи автоматических регуляторов напряжения.

Как отмечалось, телемеханизация станции осуществляется с центрального диспетчерского пункта и состоит из следующих элементов: с электростанции на центральный диспетчерский пункт передаются показания суммарной активной и реактивной мощности. Телеизмерение активной мощности производится также на линиях электропередачи Моцамета-I и Моцамета-II.

Рионская гидроэлектростанция со дня ее пуска включена в энергосистему Грузии и играет значительную роль в снабжении народного хозяйства республики электроэнергией.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РИОНСКОЙ ГЭС

Строительство Рионской гидроэлектростанции производилось по проекту инженера И. Мелик-Пашаева.

Нельзя не отметить некоторые отрицательные последствия, явившиеся результатом осуществления проекта инж. Мелик-Пашаева. В связи с тем, что головные сооружения станции расположены у подхода р. Риони к границе г. Кутаиси и забирают значительный расход воды в деривацию, русло р. Риони от плотины до впадения в нее р. Квирила, включая отрезок русла реки в пределах г. Кутаиси, в период маловодья остается почти безводным. Этот период продолжается более полугода. В результате пострадало не только благоустройство г. Кутаиси, но и значительно усложнились также условия эксплуатации Машвельского и Сабчойского магистральных каналов, входящих в Кутаисскую пригородную оросительную систему¹.

В Управлении строительством Рионской ГЭС, возглавляемом сперва инженером И. Н. Мелик-Пашаевым, а затем инженером В. Г. Джикия, работал многочисленный коллектив передовых инженерно-технических работников республики, в основном молодежь. В специализированных отделах Управления производилась как разработка технических проектов и рабочих чертежей, так и составление сметной документации.

Строительство Рионской гидроэлектростанции имело огромное значение для воспитания целого поколения квалифицированных кадров рабочих и инженерно-технических работников. Многие представители технической интеллигенции, получившие отличную подготовку на строительстве Рионской ГЭС, в дальнейшем сами возглавили проектирование и строительство сложных гидротехнических сооружений не только в Грузинской ССР, но и за ее пределами.

Проектирование и строительство Рионской гидроэлектростанции было выполнено качественно, так что и сегодня, через несколько десятилетий после ее пуска в эксплуатацию сооружения находятся в нормальном состоянии и работают безотказно.

При проектировании и в процессе строительства Рионской ГЭС были внесены в проект некоторые коррективы, что в основном выразилось в следующем:

1. Повышение максимального расхода воды в деривации с 75 до 80 м³/сек. Это было вызвано тем, что Ленинградский

¹ Та же картина создалась бы и в случае осуществления проекта проф. А. Людина: полноводной была бы р. Цкалцителя ниже моста до впадения в р. Квирила, что, конечно, не могло бы восполнить большую потерю, испытываемую городом Кутаиси. Впоследствии для выправления создавшегося положения было выдвинуто предложение (П. Г. Шенгелия) о реконструкции русла р. Риони в пределах г. Кутаиси. Предложение, к осуществлению которого уже приступлено, предусматривает сооружение набережных стен, расчистку дна реки от скальных выступов и создание на значительном протяжении в русле реки постоянной водной поверхности путем строительства подпорных сооружений.

металлический завод предложил заменить турбины мощностью в 11 тыс. *квт*, которые были первоначально предусмотрены проектом, на турбины 12,5 тыс. *квт*. В результате внедрения этого предложения мощность гидроэлектростанции возросла с 44 до 50 тыс. *квт*. В связи с этим появилась необходимость увеличения расхода воды в деривации, что было обеспечено повышением подпорного уровня воды в водохранилище на 45 см.

2. По первоначальному проекту участок деривации от плотины до выхода на Сагорийское плато не представлял собой единого туннеля. Он состоял из туннеля № 1 длиной 1 502 м, открытого канала, идущего по косогору левого склона Сагорийского плато в глинисто-песчанистых породах, длиной 1 570 м и туннеля № 2 длиной 966 м.

В результате появления на косогорном участке канала в декабре 1931 г. после производства земляной выемки оползневых явлений на верховом откосе было принято решение оставить этот участок и обойти его с помощью туннеля № 3, примыкающего конечной частью к туннелю № 1 и к начальной части туннеля № 2. Это решение и было осуществлено. Таким образом получился единый туннель с небольшим «окном» у выходного портала туннеля № 1.

3. Была изменена схема бассейна суточного регулирования, который по техническому проекту должен был быть проточным. Для этого в конце деривации канал должен был настолько расширяться, чтобы он образовывал бассейн. Взамен этого бассейн суточного регулирования был построен рядом с деривационным каналом. Это изменение имело то преимущество, что в бассейн попадало не все количество воды, необходимое для станции, но лишь часть, нужная для ее суточного регулирования. В результате этого в бассейне откладывалось гораздо меньше наносов, чем в случае осуществления первоначальной схемы.

В проект были внесены и другие относительно мелкие изменения. Например, скорость воды в туннелях возросла до 3 м/сек, а в открытых каналах, напротив, понизилась до 1,25—1,50 м/сек.

РИОНСКАЯ ГЭС ПОСЛЕ СДАЧИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Со дня пуска первого агрегата Рионской ГЭС прошло более 36 лет. В течение этого времени выявились некоторые неполадки, для ликвидации которых, а также для совершенствования работы гидроэлектростанции проведен целый ряд дополнительных мероприятий, в результате чего улучшилась работа станции и ее технико-экономические показатели.

Рассмотрим некоторые из них.

Для максимального использования водотока р. Риони и увеличения выработки электроэнергии на гидроэлектростанции

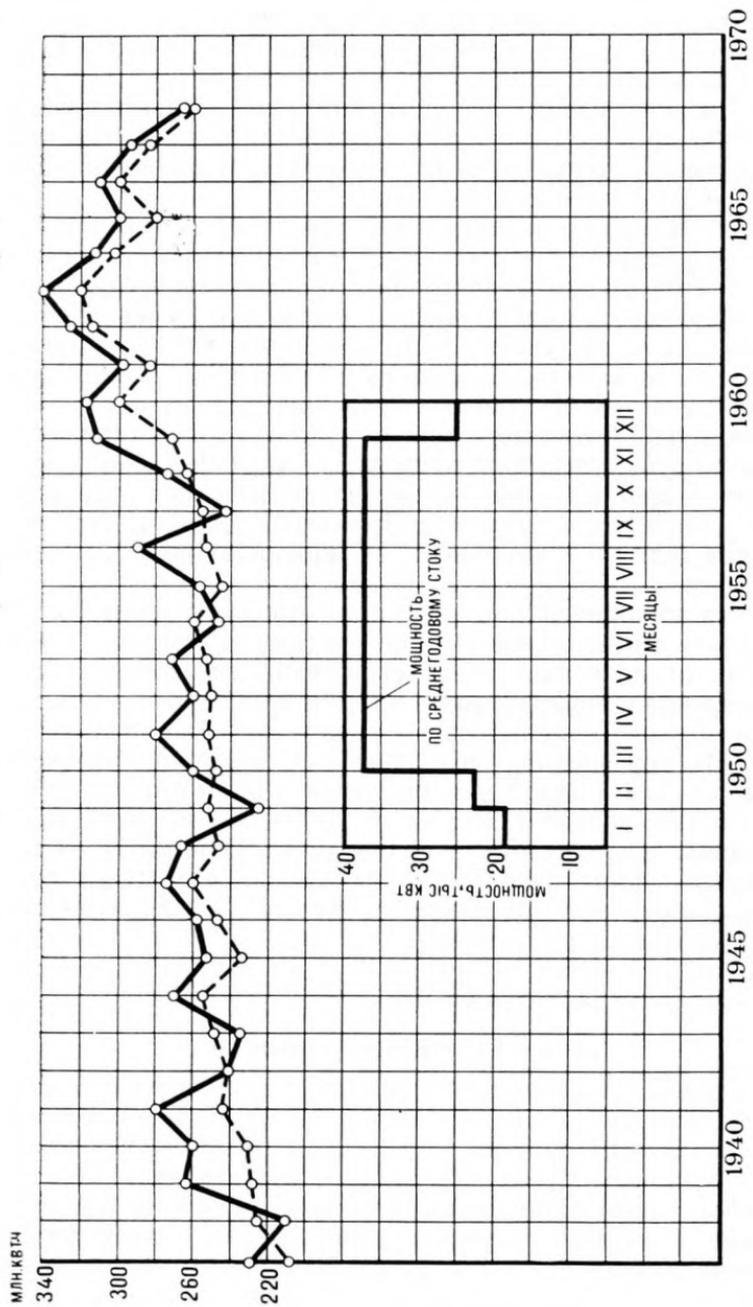


Рис. 2-27. Выработка электроэнергии Рионской ГЭС

были проведены важные дополнительные работы. Была увеличена высота главных затворов плотины и сифонного водосброса, в результате чего уровень воды в верхнем бьефе поднялся на 45 см, а это дало возможность увеличить расход воды в деривации до 80 м³/сек.

Была осуществлена реконструкция переходных участков между туннелями № 1 и 3 путем возведения водонаправляющей железобетонной стены, в результате чего отпала надобность в существующем промывном тупике.

Был реконструирован также выходной портал туннеля № 2. Сечение переходного участка между выходным порталом туннеля № 2 и открытым каналом было значительно больше, чем сечение основного деривационного канала, а это уменьшало скорость выходящей из туннеля воды и понижало пропускную способность самого канала. Для ликвидации такого несоответствия переходной участок был реконструирован.

Реконструкция этих переходных участков ликвидировала надобность в существующих промывных шлюзах, ибо скорость воды, выходящей из туннеля, настолько возросла, что наносы у порога уже не откладывались. Промывные шлюзы были оставлены лишь для использования их при плановых остановках станции.

Решетка напорного бассейна при паводках забивалась листьями и другими плавающими предметами, а очистные машины не всегда успевали выполнять свои функции, вследствие чего часто прекращался доступ воды в турбинные трубопроводы. Для ликвидации этого явления перед решетками были установлены затворы. Их поочередное опускание дает возможность очищать решетки сначала в одной камере, затем в другой и т. д.

Было осуществлено также много других менее значительных мероприятий, улучшающих эксплуатацию. Однако и этих примеров вполне достаточно для иллюстрации характера тех небольших работ, которые были проведены на Рионской ГЭС после пуска ее в эксплуатацию.

Выработка энергии Рионской ГЭС за период эксплуатации характеризуется графиком на рис. 2-27.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Рионская ГЭС является обычным гидротехническим сооружением деривационного типа, однако в свое время проектировщикам и строителям пришлось впервые решать много возникавших сложных вопросов. Среди них необходимо отметить рациональный подбор типов сооружений головного узла и их взаиморасположение. В первую очередь следует сказать, что низкая плотина хорошо вписалась в ландшафт. Борьба с мусором, который приносит река в верхний бьеф водохранилища, представляет трудную задачу, однако она значительно облегчается при сооружении разборчатой низкой плотины.

Сифонный водосброс в то время был новшеством и включение его в головное сооружение, расположенное вблизи города, следует считать весьма целесообразным.

По подбору типов гидротехнических сооружений, удачной привязке трассы и отдельных элементов деривации к местным сложным топографическим и геологическим условиям, оригинальному расположению бассейна суточного регулирования в конце деривации и т. д., Рионскую ГЭС необходимо отнести к числу образцов рационального использования участка горной реки.

ГУМАТСКИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Гуматские гидроэлектростанции Гуматская ГЭС I и Гуматская ГЭС II предусматривают энергетическое использование

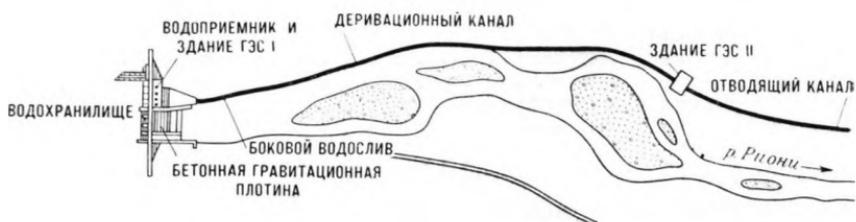


Рис. 2-28. Схема сооружений Гуматских ГЭС I и II.

среднего течения р. Риони на участке длиной 12 км от с. Жонети до водохранилища Рионской ГЭС. В связи с пуском Ладжанурской гидроэлектростанции эти станции одновременно используют воду р. Риони и переброшенную в нее часть стока р. Цхенис-Цкали.

Технический проект каскада, состоящего из двух ступеней: плотинной установки Гуматской ГЭС I и деривационной установки Гуматской ГЭС II, был составлен в 1953 г. (рис. 2-28).

По схеме профессора А. Людина на этом участке р. Риони было предусмотрено строительство гидроэлектростанции деривационного типа. Деривация, состоящая из открытых каналов и туннелей, должна была проходить по левобережному оползневому склону р. Риони в весьма тяжелых геологических условиях. Поэтому была предложена новая схема, согласно которой деривация должна была быть заменена бетонной плотиной. Детальное изучение вопроса показало преимущество новой схемы и здание гидроэлектростанции было построено при плотине.

Ниже г. Кутаиси на р. Риони возведена бетонная гравитационная плотина, подпирающая воду на высоту 30 м от русла реки и создающая водохранилище полезной емкостью 13 млн. м³, которое может служить для суточного регулирования обеих станций.

Вода из отводящей камеры Гуматской ГЭС I деривационным каналом подводится к гидротурбинам Гуматской ГЭС II. Деривационный канал длиной 1,83 км протрассирован по левобережному склону р. Риони. Он завершается напорной камерой, непосредственно связанной со зданием станции. Отработанная вода сбрасывается по отводящему каналу в р. Риони в верхний бьеф плотины Рионской ГЭС.

Объемы выполненных строительных работ Гуматской ГЭС I и Гуматской ГЭС II (тыс. м³) следующие:

Выемка мягкого грунта.....	910,6
» скального грунта	474,9
Насыпь мягкого грунта.....	243,7
Бетон и железобетон.....	304,1
Каменные наброски дренажа и фильтров . . .	32,8

Удельные объемы строительных работ составили (лг³):

земельно-скальных:	
на 1 уст. <i>квт</i>	24,86
» 1 <i>квт-ч</i>	0,0044
бетона и железобетона:	
на 1 уст. <i>квт</i>	4,55
» 1 <i>квт -ч</i>	0,0008

Полная сметная стоимость строительства Гуматской ГЭС I и Гуматской ГЭС II в ценах 1961 г. 30,14 млн. руб.; капиталовложения в энергетику 24,09 млн. руб.; удельные капиталовложения на 1 уст. *квт* 363 руб.; на 1 *квт-ч* 6,1 коп.

Гидрологические характеристики р. Риони в створе плотины: $Q_{\text{мин}}=12 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{макс}}=1\ 400 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{ср}}=127 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Основные параметры Гуматских ГЭС следующие:

	Гуматская ГЭС I	Гуматская ГЭС
Полезный объем водохранилища,		
МЛН. <i>м</i> ³	13	—
Полный объем водохранилища, млн. <i>м</i> ³	39	—
Расчетный расход деривации, <i>м</i> ³ / <i>сек</i>	—	214
» максимальный сбросной расход через сооружения, <i>м</i> ³ / <i>сек</i>	2 964	—
Напоры, <i>м</i> :		
максимальный	26,0	13,4
расчетный.....	24,5	12,5
минимальный	23,5	11,2
Мощность, <i>квт</i> :		
полная установленная	44 000	22 800
максимальная рабочая	44 000	21 500
Коэффициент использования водотока	0,89	0,89
» » установленной мощности.....	0,61	0,62
Выработка в средний по водности год,		
млн. <i>квт-ч</i>	249	127
Число часов использования установленной мощности.....	5 340	5 220
Удельный расход воды на 1 <i>Мвт</i> , <i>м</i> ³ / <i>сек</i>	4,864	9,5

Параметры турбины:		
тип.....	Поворотнлопастная
завод-изготовитель.....	«Тампела» (Фин- ляндия)	«Фойт» (Австрия)
мощность, <i>квт</i>	11 500	7948
скорость вращения, <i>об/мин</i>	214	150
максимальный коэффициент полез- ного действия, %	90	—
расчетный расход, <i>м³/сек</i>	53,5	71,3
Параметры генератора:		
тип.....	Вертикальный
завод-изготовитель.....	«Симменс-Шуккерт»	(Австрия)
мощность, <i>квт</i>	11000	7 600
напряжение, <i>кв</i>	6,3	6,3
ток, <i>а</i>	1 250	871

2-5. Гуматская ГЭС 1

Основными сооружениями этой гидроэлектростанции являются: бетонная гравитационная плотина, русловое напорное здание ГЭС, расположенное в створе плотины и участвующее в создании подпора воды, переходный участок к каналу Гуматской ГЭС II.

Бетонная гравитационная плотина подпирает воду на высоту 30 м от дна реки и создает водохранилище с полным объемом 39 млн. м³ и полезным объемом 13 млн. м³.

БЕТОННЫЕ ПЛОТИНЫ

Бетонная плотина состоит из водосливной и двух береговых глухих частей. Как плотина, так и здание ГЭС расположены на скальном основании—диабазах.

Водосливная часть плотины расположена в средней части русла р. Риони, имеет длину 71 м, ширину по подошве 41 м. Максимальная строительная высота 52,5 м. Наибольшее заглубление подошвы плотины под русло реки составляет 19 м. Аллювиальный грунт в подрусловой части удален и плотина расположена на здоровой скале.

Гребень водослива плотины разделен бычками на четыре пролета по 14 м в свету каждый. Водосливная часть плотины во время паводков способна сбросить в нижний бьеф воды 2 560 м³/сек, что вместе с расчетным расходом станции и расходом через промывные галереи ГЭС превышает расчетный паводковый расход повторяемостью один раз в тысячу лет (2 700 м³/сек).

Пролеты водослива перекрыты сдвоенными затворами типа «Глаголь», обслуживание которых производится индивидуальными стационарными механизмами грузоподъемностью по 100 т.

По низовым частям бычков плотины проходит железобетонный мост, проезжая часть которого равна 6 м. В нижнем бьефе три пролета плотины имеют гаситель в виде водобойного

колодца с водобойными бетонными пирсами. В нижнем бьефе построена также правобережная струенаправляющая стенка.

В верховой фундаментной части плотины на глубине 9 м под руслом реки устроена галерея, прикрытая фильтром, для забора питьевой воды из подруслового потока реки Риони. Из галереи вода по металлической трубе поступает в насосную, а оттуда в резервуары. Плотина имеет две дренажно-смотровые галереи.

Глухая правобережная плотина длиной 72,6 м, а левобережная 65,9 м. Поверх оголовка глухих плотин проходит дорога шириной 6,9 м, являющаяся продолжением моста, проходящего по плотине и зданию ГЭС.

ЗДАНИЕ ГЭС

Здание гидроэлектростанции (рис. 2-29) расположено между левобережной глухой и водосливной частями плотины и является подпорным сооружением, воспринимающим напор воды. С верховой стороны передняя стенка ГЭС имеет четыре водоприемных камеры шириной по 5 м, от которых отходят заделанные в бетон металлические трубопроводы, рассчитанные на пропуск расхода по 53,5 м³/сек. Там же имеется одна водоприемная камера для постоянной перепускной галереи с целью подачи воды для Гуматской ГЭС II в случае остановки агрегатов на Гуматской ГЭС I. Пропускная способность галереи при полном напоре равна 105 м³/сек. Все водоприемные камеры оборудованы мелкими решетками, металлическими затворами и имеют пазы для ремонтных заграждений.

В напорной стенке станции ниже водоприемных камер устроены четыре промывные галереи сечением 2,0 X 2,0 м, оборудованные ремонтными и рабочими затворами. Галереи облицованы камнем и металлом и проходят в фундаментной части здания ГЭС и под переходным участком в нижний бьеф — в водобойный колодец водосливной плотины. Пропускная способность каждой промывной галереи составляет 64 м³/сек.

Затворы водоприемников гидроэлектростанции обслуживаются быстродействующими стационарными подъемными механизмами, установленными на металлических конструкциях, а ремонтные заграждения, решетки, а также затворы промывных галерей, водоприемника и перепускной галереи обслуживаются 30-тонным мостовым краном.

За передней стеной гидроэлектростанции расположен машинный зал (рис. 2-30), а по его низовой стороне — пристройка для закрытого распределительного устройства и центрального пульта управления.

В машинном зале размещены четыре вертикальных гидроагрегата с поворотнлопастными турбинами в металлической спирали и синхронными трехфазными генераторами. Машинный зал обслуживается мостовым краном грузоподъемностью

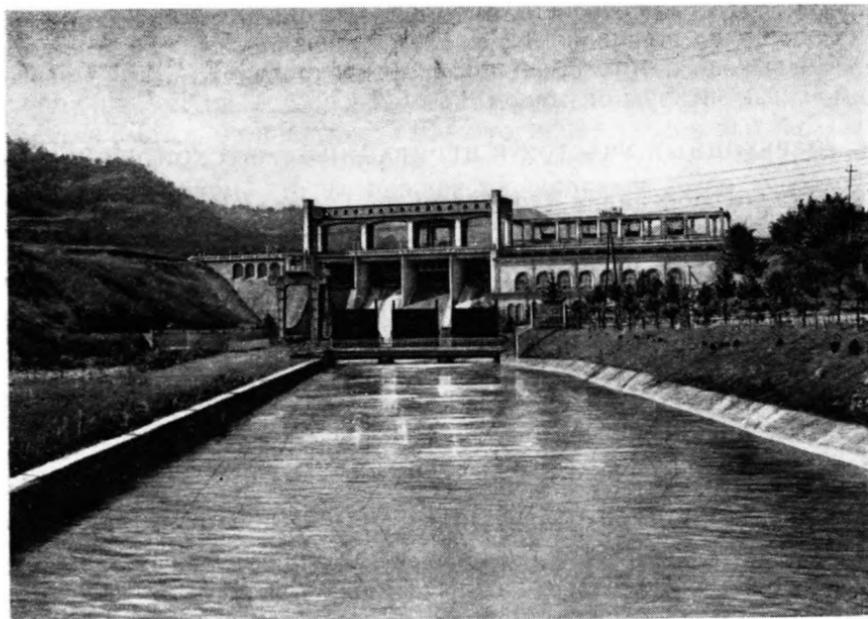


Рис. 2-29. Гуматская ГЭС 1. Вид с нижнего бьефа — гидростанция и плотина

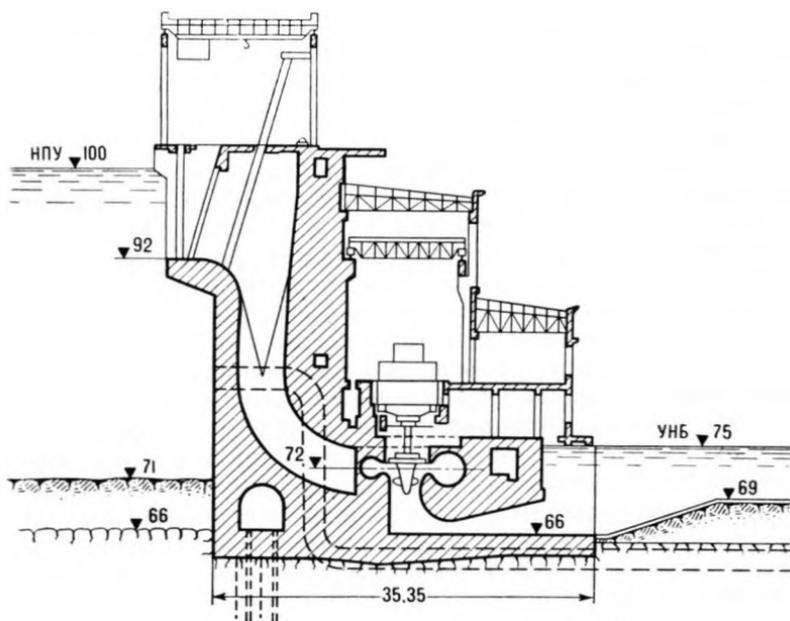


Рис. 2-30. Гуматская ГЭС 1. Разрез по зданию станции.

125/20 Т. На уровне генераторного этажа расположена монтажная площадка шириной 10,2 м.

На выходе из отсасывающих труб гидротурбин установлены ремонтные затворы размером 3,3Х6,4 м.

ПЕРЕХОДНЫЙ УЧАСТОК К ДЕРИВАЦИИ ГУМАТСКОЙ ГЭС II

Вода, отработанная турбинами на Гуматской ГЭС I, поступает на переходный участок к деривационному каналу Гуматской ГЭС II. Дно переходного участка облицовано железобетонной плитой, а стены — армобетонные. Ширина переходного участка в начале 48,6 м, в конце 18,2 м при длине 97 м.

Левая бортовая стенка переходного участка является одновременно береговой стенкой, а правая — раздельной стенкой между переходным участком и водобойным колодцем плотины. Вход в деривационный канал Гуматской ГЭС II перекрывается затвором размером 5,0Х4,0 м.

ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСОЕДИНЕНИЙ

На Гуматской ГЭС I установлено четыре генератора и два силовых трансформатора каждый мощностью в 31,5 тыс. *квa* напряжением 6,3/121 *кв*.

На генераторном напряжении генераторы объединены в укрупненные блоки — по два генератора на один повышающий трансформатор. Таким образом на генераторном напряжении оказываются две раздельные секции одинарных сборных шин.

От каждой секции шин генераторного напряжения отходят по одной реактированной линии для питания распределительного устройства собственных нужд 6 *кв* и через него на распределительное устройство 35 *кв*.

К каждой из двух секций распределительного устройства собственных нужд 6 *кв* подключаются по одному трансформатору собственных нужд 560 *квa* напряжением 6/35 *кв*. Кроме того, от одной из секций посредством трансформатора 3 200 *квa* питается район, прилегающий к гидроэлектростанции.

На стороне высокого напряжения 110 *кв* выполнена схема мостика, объединяющая два повышающих трансформатора и две отходящие линии 110 *кв*. В схеме мостика выключатели установлены со стороны трансформаторов. На стороне напряжения 35 *кв* принята одинарная система шин, секционированная через выключатель. К первой секции шин 35 *кв* подсоединен силовой трансформатор 7 500 *квa*, Ладжанурская и Орпирская линии электропередачи, трансформатор напряжения и разрядники, а ко второй секции шин — силовой трансформатор 7 500 *квa*, линии электропередачи Кутаиси IV, трансформатор напряжения и разрядники.

Открытая подстанция расположена на левом берегу реки и размещена на двух площадках. На нижней площадке, сплани-

рованной вдоль переходного участка вблизи от монтажной площадки ГЭС, установлены два силовых трансформатора мощностью каждый 31 500 *кв*а напряжением 6/110 *кв*, два трансформатора мощностью 7 500 *кв*а напряжением 6/35 *кв* и один трансформатор мощностью 3 100 *кв*а напряжением 6,0 *кв*. Открытая подстанция выполнена в металлических конструкциях.

В связи с тем, что на нижней площадке не было достаточного места для размещения остального оборудования подстанции, была подобрана вторая, верхняя площадка, прилегающая к концевой левобережной глухой части плотины.

Первый агрегат Гуматской ГЭС I мощностью в 11 тыс. *квт* был сдан в эксплуатацию в октябре 1958 г., а последний — в декабре того же года.

2-6. Гуматская ГЭС II

Гуматская ГЭС II является следующей после Гуматской ГЭС I ступенью, использующей падение р. Риони между плотинной Гуматской ГЭС I и Рионской ГЭС.

Вода, использованная на Гуматской ГЭС I из отводящих камер, поступает в деривационный канал Гуматской ГЭС II. Канал проходит по надпойменной террасе левого берега р. Риони и заканчивается напорной камерой, к которой примыкает здание гидроэлектростанции.

Отработанная вода из Гуматской ГЭС II отводящим каналом длиной 0,9 *км* сбрасывается в р. Риони несколько выше места выклинивания подпора плотины Рионской ГЭС.

Гуматская ГЭС II, благодаря водохранилищу Гуматской ГЭС I, может участвовать в суточном регулировании и предназначается для работы в кусте Грузинской энергосистемы с отдачей около 127 млн. *квт·ч* в средний по водности год.

Гуматская ГЭС II представляет собой деривационную установку, получающую питание от турбинных отсасывающих камер Гуматской ГЭС I, без устройства собственных головных сооружений на реке.

Гидростанция автоматизирована и работает с Гуматской ГЭС I синхронно.

В комплекс сооружений Гуматской ГЭС II входят:

деривационный канал трапециoidalного сечения длиной 1 836 *м*. Ширина по дну канала меняется от 9,8 до 15,8 *м*, он облицован бетоном и частично железобетоном. Уклон канала равен 0,0004, а максимальная скорость воды в нем 2,45 *м/сек*,

головной шлюз в начале канала, состоящий из трех отверстий пролетом по 5 *м* каждое, перекрытых плоскими затворами, обслуживаемыми козловым краном;

сбросной шлюз, состоящий из трех 5-метровых отверстий, перекрытых плоскими затворами, обслуживаемыми козловым краном головного шлюза (при помощи поворотного круга);

аварийный холостой водосброс, расположенный на правом берегу канала, длиной 160 м;

напорная камера в конце канала с шестью водоприемными отверстиями. Водоприемные отверстия оборудованы мелкими решетками и плоскими затворами со стационарными подъемниками;

два донных водоспуска-промывника перед входным порогом водоприемных отверстий, оборудованные рабочим и ремонтным затворами;

здание гидроэлектростанции, в котором установлены три вертикальных гидроагрегата с поворотнлопастными турбинами, мощностью по 7,9 тыс. *квт* каждый. Расчетный расход каждой турбины 71,3 $m^3/сек$;

станционная площадка с открытой повысительной подстанцией и масляным хозяйством;

отводящий канал длиной 900 м.

Ввиду задержки со строительством и пуском в эксплуатацию Гуматской ГЭС I было решено пустить по временной схеме Гуматскую ГЭС II. Временная схема предусматривала водозабор непосредственно из левобережного строительного прокопа.

В период строительства сбросных шлюзов Гуматской ГЭС I ввиду ограниченности размеров котлована за перемычкой и недостатка времени для его расширения строительство приняло решение ограничиться постройкой всего семи сбросных шлюзов, компенсируя это понижением отметки гребня ряжевой перемычки для слива воды поверх нее.

Указанная схема исследована в гидравлической лаборатории ТНИСГЭИ имени Винтера, показала возможность пропуска паводка с расходом примерно 1 250 $m^3/сек$ через семь пролетов сбросного шлюза и гребень перемычки.

Таким образом, осуществленная схема водозабора в деривационный канал была такова: левобережный строительный прокоп преграждался продольной ряжевой перемычкой длиной 70 м с водосливным гребнем. Вода из реки через прокоп поступала к головному и сбросному шлюзам. Требуемый для ГЭС расход проходил через головной шлюз в деривационный канал, а излишек сбрасывался через семь отверстий сбросного шлюза и гребень продольной ряжевой перемычки.

Осуществление этого временного мероприятия привело к снижению напора на гидроэлектростанции на 1 м. Кроме того, вследствие понижения высоты перемычки при расходах в реке до 300 $m^3/сек$ забор воды в деривационный канал обеспечивался в размере не более 140—150 $m^3/сек$. Временная схема действовала до пуска Гуматской ГЭС I, а после завершения строительства этой гидроэлектростанции была восстановлена постоянная схема, по которой Гуматская ГЭС II потребляет расход, поступающий в ее деривационный канал из отсасывающих камер турбин Гуматской ГЭС I.

На Гуматской ГЭС II установлены три гидроагрегата (рис. 2-31, 2-32). Автоматическое регулирование турбины осуществляется при помощи регуляторов скорости и маслonaпорной установки (МНУ). Турбина оснащена отдельной системой МНУ,

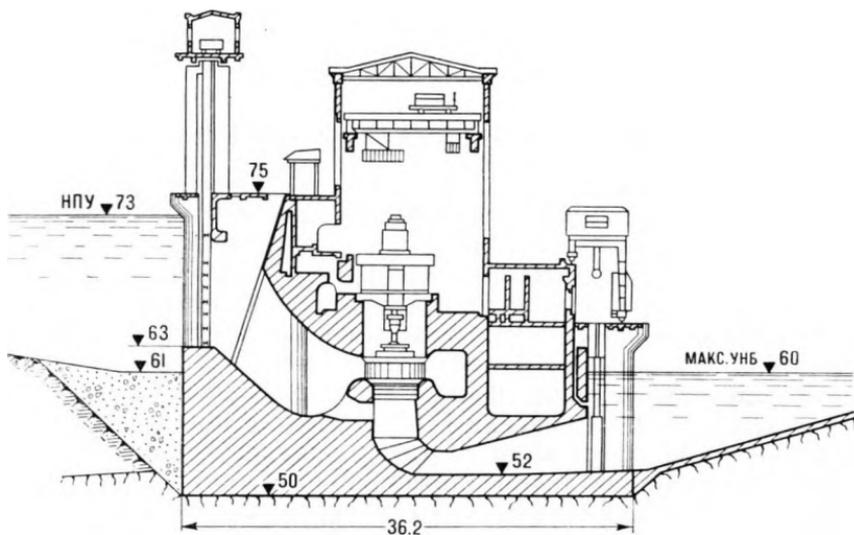


Рис. 2-31. Разрез по зданию Гуматской ГЭС II.



Рис. 2-32. Гуматская ГЭС II. Вид на ГЭС с нижнего бьефа.

обеспечивающей автоматическое закрытие лопастей рабочего колеса при падении давления масла в регуляторе скорости или при аварийном повышении числа оборотов турбины.

Мощность каждого генератора 9 500 *кв*а или 7 600 *квт* при $\cos \varphi = 0,8$. Охлаждение генератора происходит замкнутым циклом вентиляции при мощности шести воздухоохладителей, расположенных в кольцевом канале вокруг генератора.

ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСОЕДИНЕНИЙ

Генераторы посредством силовых выключателей МГГ-229 подсоединены к одинарным сборным шинам 6,0 *кв*. От сборных шин 6,0 *кв* питаются два трансформатора собственных нужд мощностью 320 *кв*а каждый. Вся мощность гидроэлектростанции передается одним повышающим трансформатором 6,3/121 *кв* мощностью 31 500 *кв*а, подключенным к шинам 6,0 *кв* через выключатель МГГ-229. Со стороны напряжения 110 *кв* трансформатор подсоединен к проходящей линии электропередачи 110 *кв* Гуматская ГЭС I — Рионская ГЭС. Открытая подстанция 110 *кв* расположена на расстоянии 20 м от машинного здания ГЭС.

Автоматизация и телемеханизация на Гуматской ГЭС I не осуществлены. Осуществление этого мероприятия зависит от реконструкции регуляторов скорости агрегатов. На Гуматской ГЭС II осуществлены полная комплексная автоматизация и телемеханизация.

Автоматизация Гуматской ГЭС II охватывает пуск и остановку всех трех агрегатов, групповое управление активной мощности станции и ее автоматическое регулирование в зависимости от расхода воды. Дежурного персонала на станции нет.

Телевизионный контроль основных параметров и состояния установок производится с Гуматской ГЭС I. Отсюда же производится телеуправление и телеизмерение активной мощности Гуматской ГЭС II. С Гуматской ГЭС II на Гуматскую ГЭС I передаются световые сигналы о соответствующем состоянии отдельных агрегатов и аппаратуры. Регулировка напряжения агрегатов производится посредством регуляторов напряжения.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Первый агрегат Гуматской ГЭС II начал работать в апреле 1956 г., а последний — в июне того же года. Выработка энергии каскадом Гуматских ГЭС характеризуется графиком на рис. 2-33.

Во время эксплуатации каскада Гуматских ГЭС I и II были выявлены следующие недостатки: когда ГЭС I не работает, но требуется работа ГЭС II, вода поступает в деривационный канал Гуматской ГЭС II через перепускную галерею Гуматской ГЭС I. При этом диаметр воздухоасывающего колодца ока-

зался малым, вследствие чего создавался вакуум и во время работы галереи наблюдались сильные гидравлические удары. После увеличения диаметра воздуховсасывающего колодца галерея стала работать нормально.

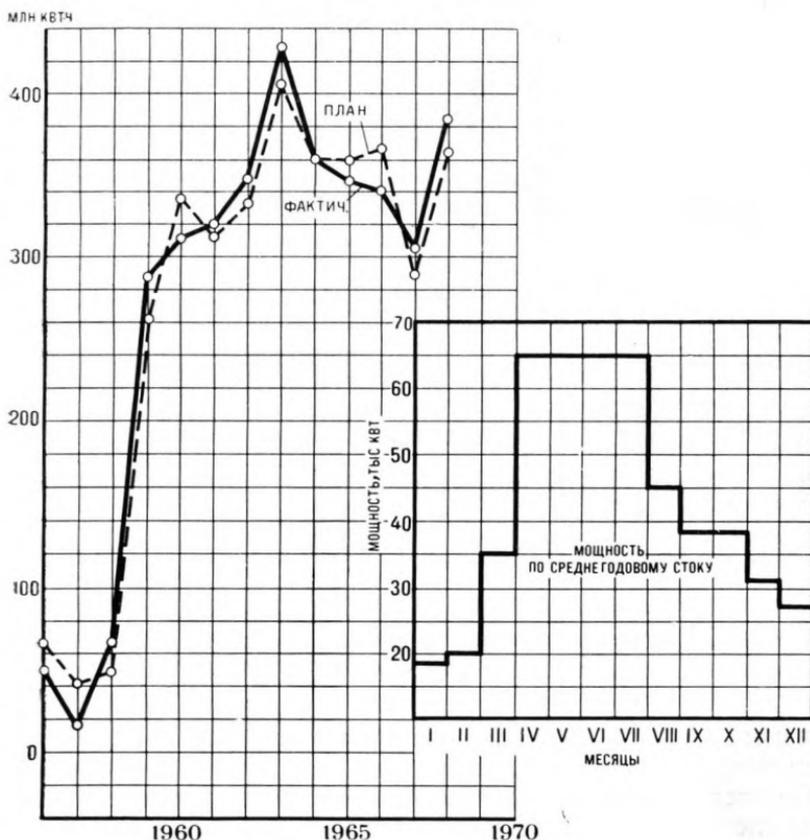


Рис.. 2-33. Выработка электроэнергии ГЭС Гуматского каскада.

Характер финансирования строительства Гуматских ГЭС и сроки их осуществления иллюстрируются графиками на рис. 2-34.

На примере Гуматской ГЭС I показано, что приплотинные гидроэлектростанции на горных реках в ряде случаев могут быть более эффективными, нежели деривационные. В Грузии Гуматская ГЭС I до сих пор остается единственным примером приплотинной гидроэлектростанции, если не считать Ортачальской ГЭС, являющейся станцией особой внутрибычковой конструкции.

Заслуживает внимания также способ гашения энергии потока в нижнем бьефе плотины Гуматской ГЭС I. Для этой цели

ТНИСГЭИ имени Винтера были проведены исследования и моделирование нескольких вариантов. Окончательно были приняты и осуществлены конструкции с использованием пирсов. При малой длине и малом объеме колодца гашение энергии происходит за счет расщепления потока водобойными пирсами. Пирсы высотой 5 м каждый представляют собой железобетонные тумбы

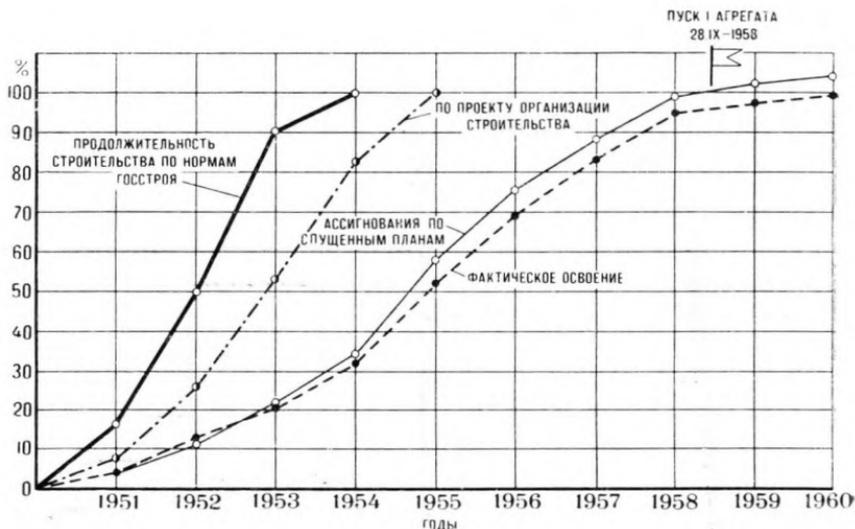


Рис. 2-34. График выполнения строительно-монтажных работ по годам строительства.

трапецидального профиля, направленные наклонной передней гранью против течения воды.

Осуществление такого способа гашения в нижнем бьефе плотины следует считать весьма оригинальным и интересным.

2-7. Ладжанурская гидроэлектростанция

По схеме профессора А. Людина было предусмотрено строительство гидроэлектростанции на р. Ладжанури и использование воды лишь одной этой реки. При этом на широком участке ущелья р. Ладжанури должна была быть возведена массивная гравитационная плотина, хотя ниже река текла в узком скалистом ущелье (этот узкий участок, по мнению проф. А. Людина и других специалистов, из-за инженерно-геологических условий был неприемлем для высокой арочной плотины). Поэтому постройка гидроэлектростанции по схеме, предложенной проф. А. Людиным, была невыгодна с экономической точки зрения.

Расположение р. Цхенис-Цкали, близко проходящей к среднему течению Риони, создавало возможность комплексного

энергетического использования этих рек. Связующим звеном объединения стоков двух рек — Риони и Цхенис-Цкали является Ладжанурская ГЭС, возведенная на перепаде переборки стока р. Цхенис-Цкали, в р. Риони, с попутным использованием стока р. Ладжанури, правого притока р. Риони.

В связи с этим было высказано мнение (инж. П. Шенгелия) о совместном использовании предложений двух авторов, одно из которых касалось повышения выработки Рионской ГЭС путем переборки стока р. Цхенис-Цкали в р. Ладжанури, а второе — строительства гидроэлектростанции на р. Ладжанури. Последнее предложение предусматривало строительство арочной плотины в самой узкой части ущелья. Подобное комплексное решение вопроса позволило построить эффективную гидроэлектростанцию — Ладжанурскую ГЭС.

На Ладжанурской ГЭС были выполнены следующие объемы основных строительных работ (тыс. м³):

Выемка мягкого гунта.....	634
» скального грунта.....	429
Насыпь мягкого грунта.....	658
Бетон и железобетон.....	230,5
Каменные наброски, дренажи.....	19,7
Металлоконструкции и механизмы, тыс. т.....	33,0

Удельные объемы строительных работ составили (м^{*3}):

земельно-скальных:	
на 1 уст. <i>квт</i>	15,5
» 1 <i>квт-ч</i>	0,0039
бетона и железобетона:	
на 1 уст. <i>квт</i>	2,05
» 1 <i>квт-ч</i>	0,00053

Полная сметная стоимость строительства Ладжанурской ГЭС в ценах 1961 г. составила 51,2 млн. руб., капиталовложения в энергетику 48,3 млн. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. *квт* 370,7 руб., на 1 *квт·ч* 7,0 коп.

Основные параметры Ладжанурской ГЭС следующие:

Полезный объем водохранилища,	млн. м ³ . . .	18,0
Полный объем водохранилища, млн.	м ³	25,0
Расчетный расход безнапорного деривационного туннеля, м ³ /сек.....		60
Расчетный расход напорного деривационного туннеля, м ³ /сек.....		100
Расчетный максимальный сбросной расход через сооружения Ладжанурского гидроузла, м ³ /сек.....		420
Напоры, м:		
максимальный		134
расчетный.....		128,3
минимальный.....		122,5
Мощность, <i>квт</i> :		
полная установленная.....		112 500
максимальная рабочая.....		112 500

СХЕМА ЛАДЖАНУРСКОЙ ГЭС И ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

Головной узел станции на р. Цхенис-Цкали расположен у поселка Цагери и представляет собой четырехпролетную разборчатую бетонную плотину с низким порогом. Основанием плотины служат валунногалечные отложения р. Цхенис-Цкали мощностью до 40 м.

Так как при прохождении больших паводков возможны глубокие размывы аллювиальных грунтов, слагающих основание плотины, для гашения энергии предусмотрен водобойный колодец с вертикальным выходным порогом.

Пролеты плотины перекрыты плоскими рабочими затворами колесного типа, состоящими из двух частей — затвора и клапана высотой 1,8 м.

Максимальные расходы воды, сбрасываемой через плотину, достигают 1 600 м³/сек. Слева к плотине примыкает водоприемник, обеспечивающий забор расчетного расхода воды в деривацию 60 м³/сек. В пороге водоприемника имеются донные промывные отверстия. Из водоприемника вода по деривационному каналу длиной 934 м поступает в безнапорный туннель № 1 длиной 5 524 м, диаметром 5,4 м. Туннель облицован чугунными тубингами, углубления которых для понижения шероховатости заполнены бетоном. Туннелем № 1 воды р. Цхенис-Цкали выводятся в Ладжанурское водохранилище, создаваемое бетонной арочной плотиной, сооруженной в узкой горловине р. Ладжанури.

Район Ладжанурского водохранилища представляет собой ущелье, достигающее в пойменной части ширины 300—400 м и резко сужающееся в районе сооружения плотины. Далее глубокое и узкое ущелье продолжается еще на 4 км до слияния р. Ладжанури с р. Риони. Площадь зеркала при заполненном водохранилище равна около 1,5 км².

Река Ладжанури — типичная горная река, поэтому она несет с собой большое количество наносов. Полное заиливание водохранилища наносами может произойти примерно через 40 лет, однако промывные отверстия, имеющиеся под водоприемником, могут несколько удлинить срок его службы.

В состав сооружений гидроузла на р. Ладжанури входят (рис. 2-36, 2-37):

водосливная арочная плотина общей строительной высотой 69 м;

водоприемник, расположенный на правом берегу с двумя отверстиями на расчетный расход 100 м³/сек с донными промывными галереями, переходящими в промывной туннель диаметром 3,8 м;

строительный обводной туннель диаметром 6,0 м на правом же берегу.

В теле арочной плотины устроены донные водоспуски, предназначенные для пропуска минимального строительного расхода в период установки бетонной пробки в строительном туннеле, а также для опорожнения водохранилища в первые годы эксплуатации. На гребне арочной плотины размещены три водосливных отверстия пролетом по 7 м.

Расчетный паводковый расход для этого узла принят 420 м³/сек, в том числе в деривационный туннель будет посту-

пать 100 м³/сек, 200 м³/сек сбрасывается через донные отверстия водоприемника и 120 м³/сек— через гребень арочной плотины.

Створ арочной плотины расположен в каньоне, сложенном известняками. Арочная плотина Ладжанурской ГЭС была первой плотиной подобного типа не только в Грузии, но и в Советском Союзе. Поэтому ее статическому расчету, проектированию, строительству и научным исследованиям по ней придавалось большое значение. Так как арочная плотина возводилась на тонкослоистом известняке, некоторые контакты которого были раздроблены и выветрены, то при цементации основания плотины и ее бортов особое внимание уделялось разрушенным контактным зонам. При помощи цементации трещиноватые известняки были консолидированы.



Рис. 2-36. Арочная плотина Ладжанурской ГЭС. Вид с нижнего бьефа в процессе строительства.

Арочная плотина представляет собой монолитную бетонную конструкцию двоякой кривизны, заделанную по контуру ущелья с выпуклостью, обращенной в сторону верхнего бьефа. Плотина выполнена из бетонных горизонтальных симметричных арок кругового очертания постоянной толщины. Бетон трех верхних арок, образующих антисейсмический пояс, конструктивно армирован.

При полной строительной высоте плотины 69 м 49 из них занимает ее тонкая арочная часть. Толщина плотины у гребня 2,5 м, внизу у пробки — 7,6 м. Высота пробки вместе с зубом 20 м. Длина плотины по гребню—127 м, длина хорды —

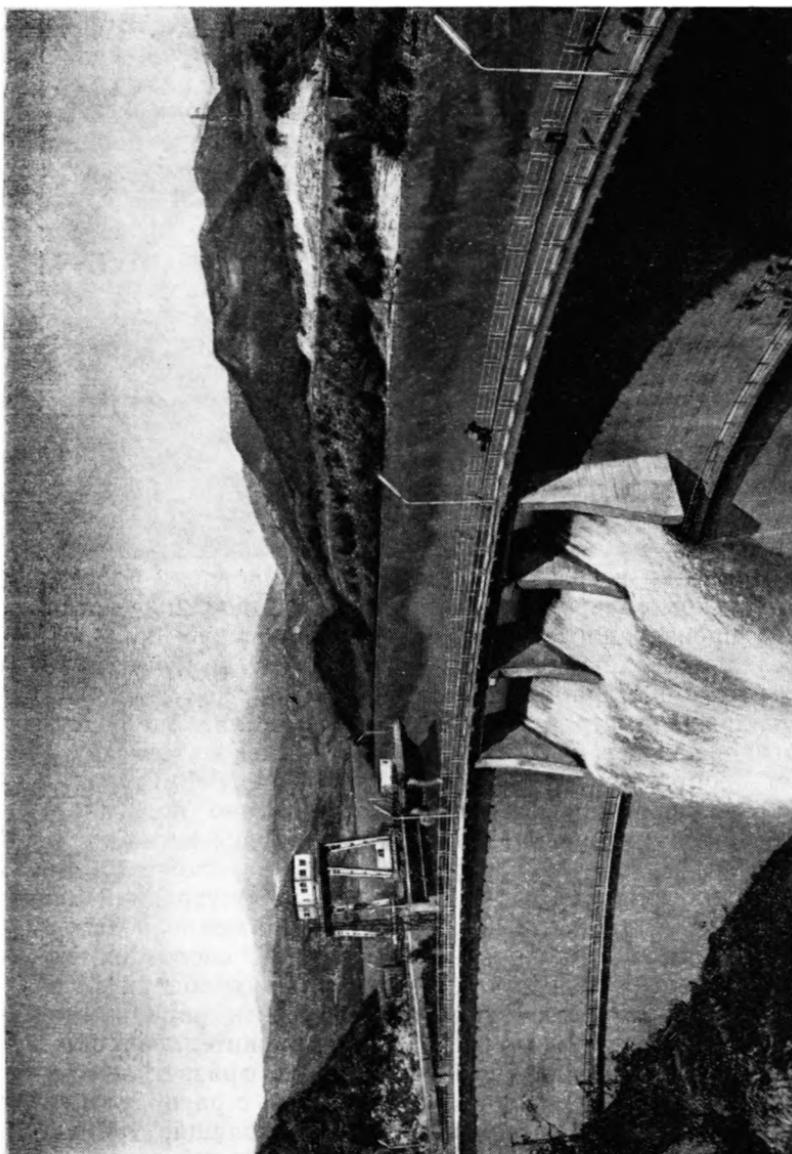


Рис. 2-37. Сброс воды через арочную плотину Ладжанурской ГЭС.

около 100 м. Радиусы арок плотины меняются от 59,5 м у гребня до 36,6 м внизу.

Вертикальными усадочными швами плотина по всей длине во время ее возведения была разделена на 13 столбов. Швы располагались на расстоянии 10 м друг от друга. Ширина блоков бетонирования была принята от шва до шва, за исключением нескольких береговых блоков. Такие размеры блоков были обусловлены производительностью бетонного завода и требованиями технических условий возведения арочной плотины.

Высота бетонлируемых блоков составляла 2 м. Перекрытие их новыми блоками производилось через 4—5 дней; бетонирование выполнялось слоями в 20—30 см, с перекрытием слоев не позже чем через 1,5—2 ч. Для первичной и вторичной цементации по плоскости швов была смонтирована система цементационных труб со специальными тарельчатыми и резиновыми выпускными.

Для предотвращения фильтрации воды через известняки в основании плотины и в ее бортах была устроена двухрядная цементационная завеса на глубину до 30 м.

В процессе строительства плотины большое внимание уделялось подбору заполнителей для бетона, качеству цемента, изготовлению бетона, его подаче и проработке в блоках. При бетонировании в теле плотины было установлено более 300 закладных контрольно-измерительных приборов, при помощи которых производилось постоянное наблюдение как в период строительства, так и при эксплуатации. В этой части большая и ответственная работа была проделана не только трестом Грузгидроэнергострой, но и проектной организацией Тбилгидроэнергопроект и Тбилиским научно-исследовательским институтом сооружений и гидроэнергетики имени Винтера.

Из водоприемника вода непосредственно поступает в напорный деривационный туннель, врезающийся в скалистый правобережный склон ущелья; его трасса проложена прямолинейно до уравнильного резервуара. Внутренний диаметр туннеля 5,5 м, длина 2 549 м, скорость движения воды 4,2 м/сек. По всей длине туннель в зависимости от состояния скальной породы имеет бетонную или железобетонную обделку.

В конце напорного туннеля расположен напорно-станционный узел, в состав которого входят: уравнильная шахта, напорный подземный шахтный трубопровод с разветвлением внизу на три нитки, здание гидроэлектростанции с распределительным устройством, шинно-грузовой туннель, отводящий туннель, вентиляционный туннель, площадка электростанции с повысительной подстанцией 220 кв.

Уравнильная шахта цилиндрическая с дополнительным сопротивлением. Диаметр цилиндра 12,5 м. На продолжении оси уравнильной шахты вниз начинается вертикальная шахта

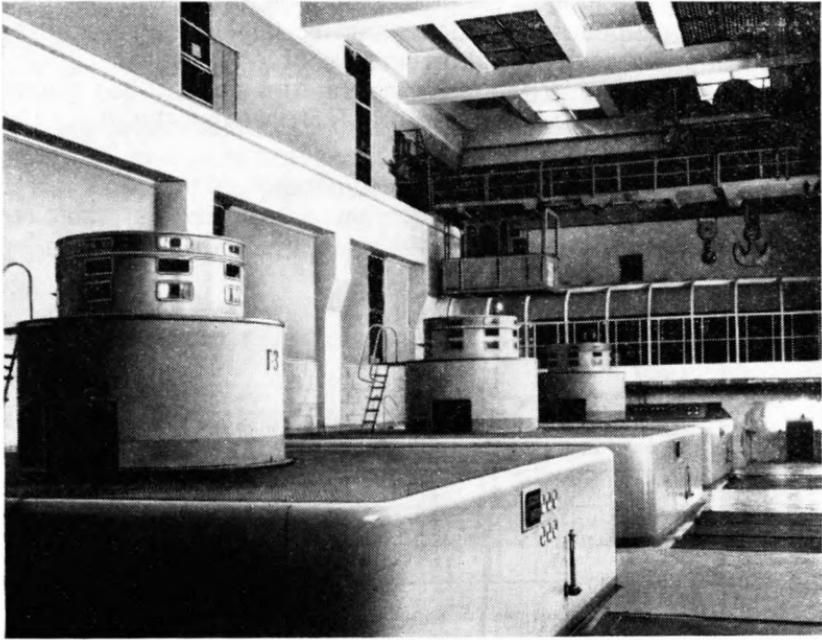


Рис. 2-38. Подземное здание Ладжанурской ГЭС.

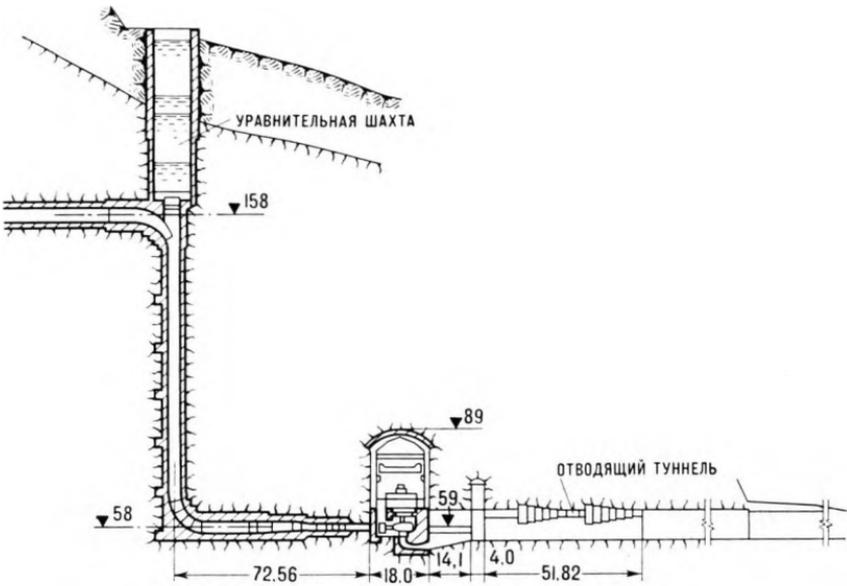


Рис. 2-39. Разрез по подземному зданию Ладжанурской ГЭС.

напорного турбинного трубопровода диаметром 4,5 м и длиной 99,4 м. Трубопровод посредством колена переходит в горизонтальный распределительный участок переменного диаметра, на котором расположены три ответвления к турбинам.

Подземное здание гидроэлектростанции (рис. 2-38) расположено в грубослоистых известняках. Эти известняки слабокарстованы и трещиноваты.

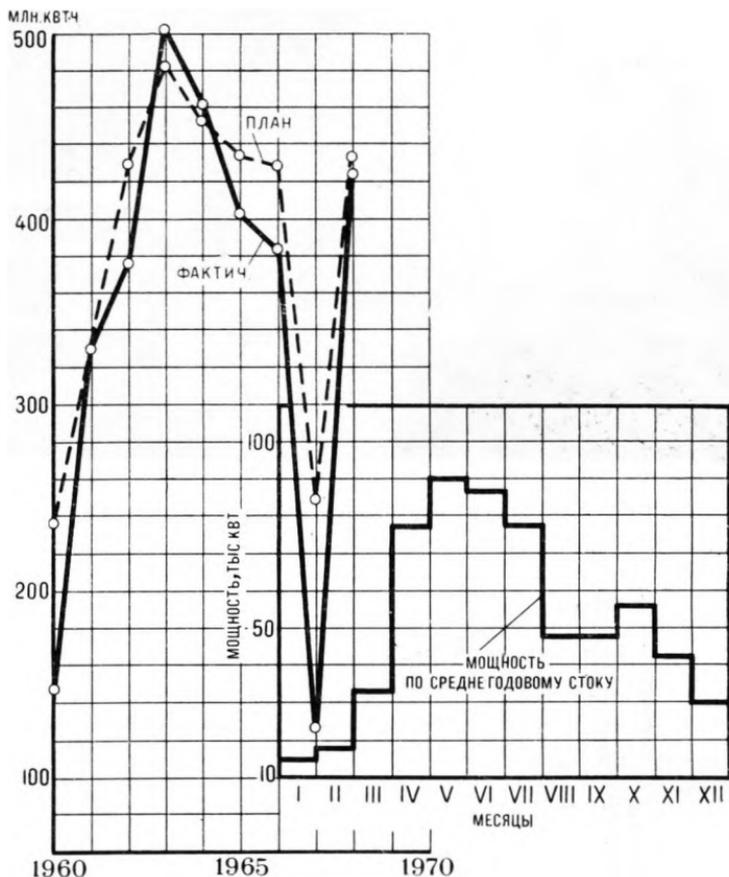


Рис. 2-40. Выработка электроэнергии Ладжанурской ГЭС за годы эксплуатации.

Длина здания 57 м, ширина 18 м. В здании ГЭС (рис. 2-39) размещены три гидроагрегата с вертикальными радиально-осевыми турбинами. Расчетный расход трех турбин равен $100 \text{ м}^3/\text{сек}$, а расчетный напор 128,3 м. Непосредственно с ними соединены вертикальные, синхронные генераторы трехфазного тока. Для монтажа и демонтажа агрегатов в машинном зале установлены два мостовых крана грузоподъемностью по 100/20 Т.

Под сводом здания станции расположено распределительное устройство. В левой части машинного зала размещена монтажная площадка.

От монтажной площадки начинается двухэтажный шинно-грузовой туннель длиной 208 м. Первый этаж предназначен для транспортировки оборудования станции, а второй — для прокладки шин, соединяющих сборные шины генератора с выводами низкого напряжения силовых трансформаторов, установленных на открытой подстанции 220 кв. Шинно-грузовой туннель облицован бетоном и имеет корытообразное сечение.

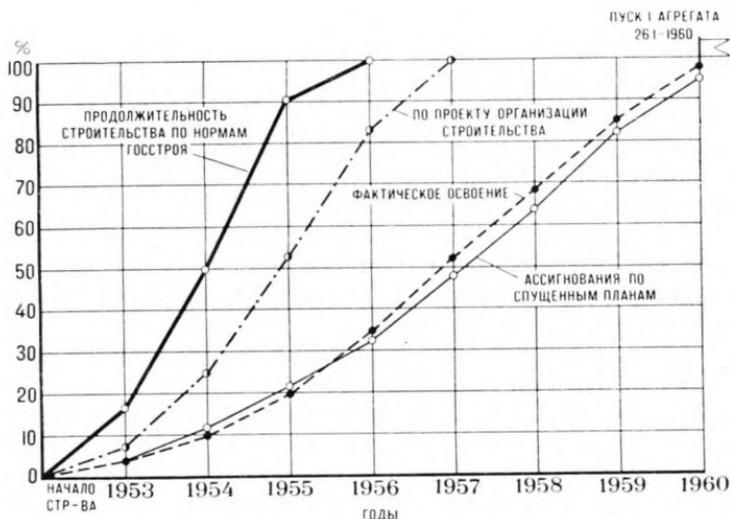


Рис. 2-41. График выполнения строительно-монтажных работ по годам строительства Ладжанурской ГЭС.

Отработанная вода из отсасывающих труб турбин по индивидуальным отводам поступает в сборный коллектор отводящего туннеля, а затем открытым каналом выводится в р. Риони.

Первый агрегат Ладжанурской ГЭС был сдан в эксплуатацию в январе 1960 г., а последний — в июне того же года. Выработка энергии гидроэлектростанцией за годы эксплуатации характеризуется графиком на рис. 2-40. Характер финансирования и сроки осуществления строительства иллюстрируются графиком на рис. 2-41.

ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСОЕДИНЕНИЙ

На гидроэлектростанции установлены три трехфазных синхронных генератора мощностью каждый 46,6 тыс. квт при $\cos \varphi = 0,8$. Генераторы подсоединены к шинам масляными выключателями. На те же шины 10,5 кв подсоединены две группы

силовых трансформаторов (каждая группа 3X23,0 тыс. *кв*а напряжением 10,5/220 *кв*), а от шин 220 *кв* отходит одна линия электропередачи, посредством которой Ладжанурская ГЭС включена в энергосистему.

Силовые трансформаторы и линии электропередачи 220 *кв* подсоединены к шинам непосредственно без выключателей. К шинам 220 *кв* подключены также трансформаторы напряжения и разрядники. При наличии трех генераторов и двух групп силовых трансформаторов сборные шины 10,5 *кв* приняты одинарные, секционированные. Три секции шин соединены разъединителями без выключателей. От крайних секций питаются трансформаторы собственных нужд 560 *кв*а. От средней секции через реактированную линию получает питание силовой трансформатор 5 600 *кв*а, который одной линией 35,0 *кв* соединен с Гуматской гидроэлектростанцией, а второй — питает потребителей района. К шинам 35 *кв* подсоединен силовой трансформатор мощностью 1 800 *кв*а напряжением 35/10,5 *кв* и линия для питания головных сооружений.

На Ладжанурской гидроэлектростанции осуществлены комплексная автоматизация и телемеханизация с Тбилисского центрального диспетчерского пункта. Обслуживающий персонал переведен на дежурство на дому.

Регулировка напряжения агрегатов производится автоматическими регуляторами типа УБК-3.

Телемеханизация станции включает следующие элементы:

телесигнализация — с электростанции на центральный диспетчерский пункт передаются световые сигналы о состоянии агрегатов и выключателей высокого напряжения; телеуправление активной мощностью (производится диспетчером); телерегулировка активной мощности по частоте; телерегулировка активной мощности по межсистемному перетоку (Азэнерго— Грузэнерго); телеизмерение суммарной активной мощности электростанции.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Ладжанурская ГЭС характеризуется следующими новшествами.

Впервые в Советском Союзе была спроектирована и возведена арочная плотина. Правда, она не так высока (69 *м*), однако ею была заложена основа внедрения этого прогрессивного типа плотин в советское гидроэнергетическое строительство.

Арочная плотина Ладжанурской ГЭС является предшественницей строящейся арочной плотины Ингурской ГЭС, которая будет одной из самых высоких в мире.

Для сооружения безнапорного туннеля с целью переброски стока р. Цхенис-Цкали в Ладжанурское водохранилище были использованы чугунные метростроевские тубинги с последующим обетонированием их внутренней поверхности.

Впервые в Грузии было построено подземное здание гидроэлектростанции, и следует сказать, что строительство открытого здания и турбинного трубопровода было бы более сложным и дорогим. Поэтому расположение силового узла Ладжанурской ГЭС под землей обеспечило целесообразное экономическое решение.

Строительством Ладжанурской ГЭС было осуществлено совместное весьма эффективное использование трех рек—Цхенис-Цкали, Ладжанури и Риони, что обеспечило получение наиболее дешевой электроэнергии.

Строительные объекты Ладжанурской гидроэлектростанции были на 60—70 км удалены от железной дороги (г. Кутаиси). Необходимая связь осуществлялась по неблагоустроенным автомобильным дорогам. Это обстоятельство наряду с другими трудностями еще более усложняло ведение строительства ускоренными темпами.

В связи с тем что безнапорный туннель, по которому вода из р. Цхенис-Цкали перебрасывалась в русло р. Ладжанури, был выполнен и очищен от строительного мусора некачественно, его фактическая пропускная способность составила $51 \text{ м}^3/\text{сек}$ вместо предусмотренных проектом $60 \text{ м}^3/\text{сек}$, т. е. на 14% ниже. В настоящее время осуществлены мероприятия, увеличившие пропускную способность туннеля до проектной.

ХРАМ-ПАРАВАНСКИЙ КАСКАД ГЭС

Река Храми, называемая в верхнем течении Кция-Храми, является одним из крупнейших притоков р. Куры, впадающей в Каспийское море. Храми берет начало на южных склонах Триалетского горного хребта. Длина р. Храми 220 км, падение 2 157 м, средний уклон 0,0104. Площадь водосборного бассейна р. Храми в пределах границ Грузинской ССР составляет 8 260 км². По характеру питания р. Храми относится к рекам со смешанным питанием — родниковым и таловым.

Средний теоретический энергетический потенциал р. Храми в верхнем течении от истока до впадения р. Агри колеблется от 150 до 550 квт на 1 км длины. На участке реки после впадения притока Агри до 600 м над уровнем моря удельная мощность ее колеблется от 4 000 до 2 000 квт/км, а ниже до устья — от 2 000 до 800 квт/км.

Планомерное изучение и практическое освоение р. Храми и ее притоков началось лишь после установления Советской власти в Грузии. Но проектные проработки отдельных инженеров (инж. Зворыкин, инж. Васильев и др.) до 1927 г. были весьма схематичны и не были подкреплены должными изысканиями.

В 1927 г. Закавказский водхоз выполнил ряд разработок ирригационно-энергетического использования р. Храми, выявил

возможность многолетнего регулирования стока реки путем создания водохранилища выше Цалкинского ущелья.

В 1928—1929 гг. Государственный электротехнический трест (ГЭТ) составил схему использования р. Храми на участке Цалка-Цхнари, на котором намечались три гидроэлектростанции (Храмские ГЭС I, II и Цхнарская ГЭС).

В 1931—1932 гг. Закавказское отделение Гидроэлектростроя (ЗакГИДЭС) приступило к составлению проекта Храмской

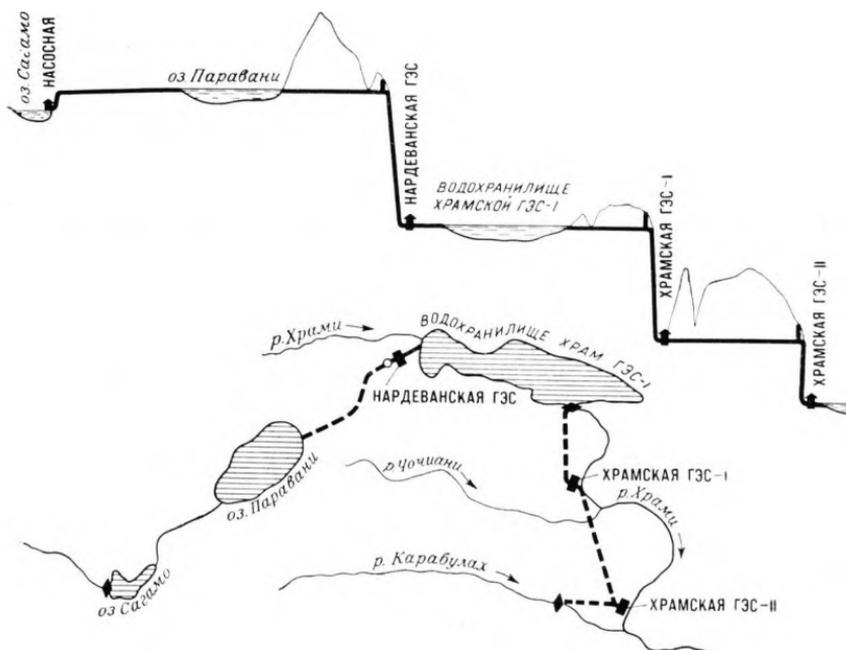


Рис. 2-42. Схема использования р. Храми.

ГЭС I и одновременно пересоставил схему использования р. Храми, составленную ГЭТ. Однако схема была оставлена в основных чертах без изменения, если не считать переноса здания Храмской ГЭС I на 1,5 км выше по течению.

В процессе строительства Храмской ГЭС I схема использования р. Храми была вновь пересмотрена в 1935 г. при составлении водно-энергетической схемы Закавказья (1938 г.). Эта схема была составлена с учетом переброски стока р. Паравани на Храмский склон с сооружением Нардеванской ГЭС, ниже которой на р. Храми намечались пять ступеней ГЭС (Храмские ГЭС I и II, Цхнарская ГЭС, Самшвилдская ГЭС и Арухлинская ГЭС), работающих в основном по регулирующему графику.

Имеется также схематическая проработка Энергетического института Академии наук Грузинской ССР, выполненная в 1947 г., на основании которой после ступени Цхнарская ГЭС предусматривается переброска стока р. Храми в правобережный ее приток — р. Машавера и сооружение ниже еще пяти ступеней (Болнисская ГЭС, Арухлинская ГЭС, Шулаверские ГЭС I и II и ГЭС у Красного моста). В разработках этого же Института в 1955 г. вместо Арухлинской ГЭС вариантно намечена Кашакилсская ГЭС.

В 1954 г. началось строительство Храмской ГЭС II, а в 1955 г. Тбидгидропроектом составлена схема использования р. Храми ниже Храмской ГЭС II, в которой две первые ступени схемы 1947 г. Энергетического института АН Грузинской ССР — Цхнарская ГЭС и Болнисская ГЭС объединены в одну ступень под названием Храмская ГЭС III, а остальные ступени остались без изменения. Данная схема учитывает интересы ирригации.

В настоящее время на р. Храми построены две гидроэлектростанции — Храмская ГЭС I и Храмская ГЭС II (рис. 2-42). Вопрос о строительстве Храмской ГЭС III может возникнуть лишь после решения вопроса о строительстве Нардеванской ГЭС путем переброски стока верховьев р. Паравани в р. Храми.

Что же касается остальных, ниже расположенных четырех ступеней на р. Храми, то они при своей малой мощности (суммарно около 120 тыс. *квт*) и малой выработке энергии (суммарно около 300 млн. *квт-ч*) относятся к весьма далекой перспективе.

2-8. Храмская ГЭС I

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Реки Грузии характеризуются маловодьем осенью и зимой и полноводностью в весенне-летний период, в результате чего в выработке электроэнергии на гидроэлектростанциях имеет место весьма значительная внутригодовая неравномерность. В период, когда в Грузии гидроэлектростанции являлись основным источником электроэнергии, возникла необходимость в строительстве гидроэлектростанций с регулирующими водохранилищами, основное назначение которых состояло в смягчении сезонности в производстве электроэнергии и обеспечении равномерного снабжения ею народного хозяйства республики. Природные условия Грузии позволяют строить не только сезонные, но и регулирующие гидроэлектростанции.

Решение о строительстве мощных регулирующих гидроэлектростанций было принято еще в период сооружения ЗАГЭС

я Рионской ГЭС. В последующие годы в Грузии было построено несколько регулирующих гидроэлектростанций, среди которых выделяются Храмская ГЭС I и Храмская ГЭС II, Шаорская и Ткибульская ГЭС.

Храмская ГЭС I является первой мощной, высоконапорной регулирующей гидроэлектростанцией в Грузинской ССР.

Схематический проект использования р. Храми с устройством Цалкинского водохранилища был составлен межведомственной комиссией при ЗакСНК и Закэнерго. На основе изысканий в 1930 г. Центральный Энергетический Совет (ЦЭС) утвердил этот проект как основу для составления технического проекта. ЗакГИДЭС были произведены дополнительные изыскания и составлен технический проект Храмской ГЭС I, который был утвержден.

С 1934 до 1937 г. дальнейшее проектирование и изыскания вело само строительство Храмской ГЭС. В 1935—1936 гг. Храмгэстроём был составлен новый технический проект с учетом указаний ЦЭС.

С 1937 г. проектно-изыскательские работы по Храмской ГЭС I были переданы Тбилисскому отделению Гидроэнергопроекта (ТбилГИДЭП).

Строительство Храмской гидроэлектростанции было начато в 1934 г. (в основном по подготовке временных жилищно-коммунальных помещений, подсобных предприятий и дорог). До окончания Великой Отечественной войны строительство велось очень медленными темпами, в основном проводились подготовительные работы—дороги, подсобная гидростанция (Ташбашская ГЭС), обводной туннель у створа плотины, жилые поселки и лишь с конца 1944 г. строительство начали вести с необходимой интенсивностью. В то же время было признано целесообразным приобрести все основное оборудование станции за границей. В связи с этим необходимо было переработать проект силового узла в соответствии с новым оборудованием. В окончательном виде проект был утвержден в июне 1946 г.

Первый агрегат Храмской гидроэлектростанции был пущен в декабре 1947 г., а последний — ровно через год.

Эта станция сыграла большую роль в восполнении недостатка электроэнергии в системе Грузглавэнерго в осенне-зимние месяцы и в покрытии суточных пиков в течение всего года. С точки зрения решения этих задач Храмская ГЭС I спроектирована весьма целесообразно на уровне современных достижений гидротехники. Несмотря на сложные инженерно-геологические и топографические условия, все строительные-монтажные работы сложного комплекса сооружений выполнены высококачественно.

Схема сооружений Храмской ГЭС I представлена на рис. 2-43.

Для того чтобы иметь представление о масштабах строительства, достаточно привести объемы выполненных основных работ:

Выемка мягкого грунта, тыс. м ³	903
» скального грунта, тыс. м ³	185
Насыпь мягкого грунта, тыс. м ³	72
Бетон и железобетон, тыс. м ³	250
Каменные наброски, дренажи, фильтры, тыс. м ³	97
Металлоконструкции и механизмы, тыс. т.....	14
Арматурные работы, тыс. т.....	18
Жилые здания, тыс. м ³	200
Шоссейные и грунтовые дороги, км.....	220



Рис. 2-43. Схема сооружений Храмовской ГЭС I.

Удельные объемы работ составили (м³).

земельно-скальных:	
на 1 уст. квт.....	11,1
» 1 квт-ч.....	0,0058
бетона и железобетона:	
на 1 уст. квт.....	2,2
» 1 квт-ч.....	0,0014

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1949 г. 409,3 млн. рублей; капиталовложения в энергетику 295,8 млн. руб.; удельные капиталовложения на 1 уст. квт 2 631 руб., на 1 квт-ч 136 коп.

Храмовская ГЭС I — высоконапорная регулирующая гидроэлектростанция, установленная мощность ее составляет 112,8 тыс. квт. Здесь установлены три агрегата мощностью 37,6 тыс. квт каждый и агрегат собственных нужд мощностью в 650 квт.

Храмовская ГЭС I внесла значительный вклад в электрификацию народного хозяйства республики. Как с экономической,

так и технической точек зрения ее строительство было полностью оправдано.

По основным параметрам и типам сооружений Храмовская ГЭС I является уникальной.

Основные параметры Храмовской ГЭС I следующие:

Полезный объем водохранилища,	млн. m^3	292
Полный объем водохранилища, млн.	m^3	312
Характер регулирования.....		Годичный
Расчетный максимальный сбросной расход через сооружения, $m^3/сек$		580
Расчетный расход деривации.....		36
Напоры, м:		
максимальный.....		415,6
расчетный.....		370
минимальный.....		357
Мощность, квт:		
полная установленная.....		112800
максимальная рабочая.....		112800
Коэффициент использования водотока.....		1,0
» » установленной мощ-		
ности		0,21
Выработка в средний по водности год, млн. квт-ч		217
Число часов использования установленной мощ-		
ности, ч.....		1 870
Удельный расход воды на 1 Мвт, $m^3/сек$		0,416
Параметры турбины:		
тип		Ковшовая
завод-изготовитель.....		KMW
		(Швеция)
мощность, квт.....		38000
скорость вращения, об/мин.....		375
максимальный коэффициент полезного дей-		
ствия, %.....		89
расчетный расход, $m^3/сек$		12
Параметры генератора:		
тип		QS —2521
завод-изготовитель.....		ASEA
		(Швеция)
мощность, квт.....		37 600
напряжение, кв.....		10,5
ток, а.....		2 585
максимальный коэффициент полезного дей-		
ствия, %.....		97,3

ОБЩАЯ СХЕМА СТАНЦИИ И ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

Храмовская ГЭС I является первой осуществленной ступенью Храмовского каскада ГЭС.

Река Храмы — правый приток р. Куры. На протяжении 40—50 км от истока она с небольшим падением течет по Цалкинскому плоскогорью. У поселка Цалка в нее впадает р. Агри, после чего Храмы течет по глубокому ущелью и имеет большое падение до Марнеульской низменности (село Арухло). Средний расход воды р. Храмы в Цалкинском районе после впадения в нее притока Агри составляет 9,8 $m^3/сек$, минимальный

2,0 м³/сек, максимальный 310 м³/сек, среднегодовой сток 305 млн. м³.

Схема Храмской гидроэлектростанции хорошо использует, с одной стороны, чашу Цалкинского плоскогорья для создания крупного водохранилища на высоте свыше 1 500 м над уровнем моря, а с другой стороны, использует большое падение р. Храми ниже водохранилища с удельным падением 40 м/км при помощи деривации. Именно использование благоприятно сочетающихся природных условий дало возможность построить на этом участке эффективную мощную регулируемую гидроэлектростанцию.

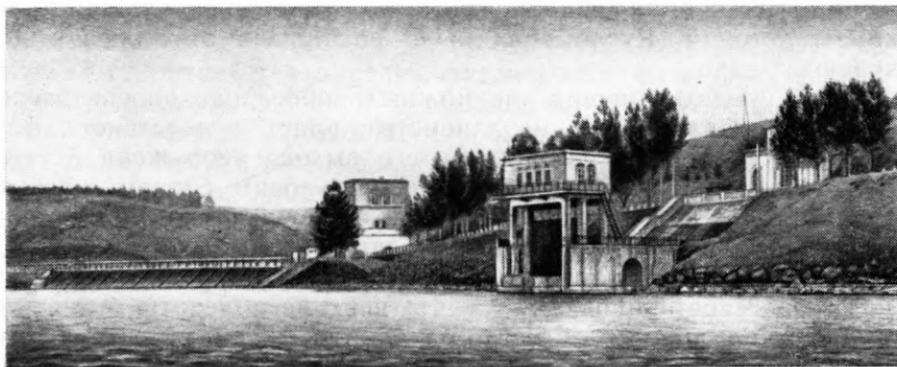


Рис. 2-44. Головное сооружение Храмской ГЭС I.

Емкость водохранилища почти равна годовому стоку реки: она составляет 312 млн. м³. Вместе с тем схемой использования р. Храми предусмотрено, что после переброски р. Паравани в р. Храми отметка воды в водохранилище может быть поднята и емкость его достигнет почти 500 млн. м³.

Уровень нижнего рабочего горизонта водохранилища взят в проекте так, что сработка водохранилища возможна почти до 15 м (наибольшая глубина водохранилища достигает 25 м).

Сложные геологические условия Храмского водохранилища всегда вызывали опасения по поводу его водонепроницаемости. Правда, были предусмотрены соответствующие противофильтрационные мероприятия, однако они, к сожалению, пока не осуществлены. В результате этого сейчас имеет место фильтрация, уменьшающаяся с понижением уровня воды.

Головные сооружения Храмской ГЭС I (рис. 2-44) возведены в начале Бармаксызского ущелья, замыкающего Цалкинскую котловину, которая после сооружения плотины превратилась в регулирующее водохранилище.

В состав головных сооружений Храмской ГЭС I входят: каменно-набросная плотина, холостой водосброс, донный водо-

спуск, устроенный в строительном отводящем туннеле, и водоприемник, откуда берет начало напорный деривационный туннель.

В основании Храмской плотины залегают долериты и андезитобазальты с переслаиванием слабыми контактными породами. Геологические условия плотины весьма сложны и неблагоприятны вследствие сильной трещиноватости скалы.

Строительство плотины каменно-набросного типа было обусловлено, с одной стороны, условиями рельефа и геологии, а с другой — близостью карьеров крепкого камня. Строительная высота плотины — 33,2 м, уклон верхового откоса плотины 1:1,35, низового — 1:1,4. Склоны ущелья в пределах плотины были расчищены от разрушенной скалы, деловий по склонам снят, а места обнажения контактов (обоженной глины) прикрыты бетоном. Русло реки было расчищено от аллювия до коренных пород.

Для предотвращения возможных просадок долеритового массива, опирающегося на глинистый пласт, вследствие намокания последнего по всей длине его выхода сооружена бетонная стенка — пробка, опускающаяся по обоим бортам ущелья вдоль по пласту и смыкающаяся в ложе реки с еще более массивной стеной, прикрывающей глинистый пласт в русле, а также в бортах глинистых пластов пробиты штреки в глубину до 25 м и забетонированы, так что верхние долериты были поставлены на нижние андезитобазальтовые слои и тем самым глинистый пласт был разгружен.

Тело плотины состоит из каменной наброски, в низовой своей части упирающейся в призму из уложенных насухо наиболее крупных камней. С напорной стороны плотины устроена сухая кладка из крупного постелистого камня. Толщина сухой кладки меняется от 5 м в основании до 3,5 м вверху. Сухая кладка выполнена горизонтальными рядами, причем камни со стороны верхового откоса окальвались по шаблону. Поверхность сухой кладки покрыта выравнивающим слоем бетона минимальной толщиной 10 см.

Поверх выравненной таким образом поверхности уложено основание под экран, состоящее из железобетонных неразрезных балок-лаг с шагом 10,32 м, контурных железобетонных плит, окаймляющих основание вдоль зубьев плотины, и бетонных плит, заполняющих пространство между балками-лагами и контурными плитами. Экран сделан из 8-миллиметровой листовой нержавеющей стали специальной марки. По образующим откоса плотины на поверхности экрана с шагом 10,3 м предусмотрены ребра жесткости для крепления к плотине и компенсаторы, которые принимают на себя температурные изменения экрана и деформацию плотины. Металлический экран на бортах ущелья и в русле заделан в бетонные зубья. Для консолидации пород основания плотины в русле реки вдоль зубьев произведена укрепительная цементация.

Для предотвращения фильтрации произведена цементация трещиноватых долеритов под зубом по основанию и в обход плотины в глубь скального массива до смыкания с глинистым пластом.

Холостой водосброс плотины служит для сброса паводковых расходов при наполненном водохранилище. Катастрофический расход, сбрасываемый через водосброс, составляет $500 \text{ м}^3/\text{сек}$. Водосброс состоит из бетонного водослива, разделенного на шесть пролетов по $6,5 \text{ м}$ каждый. В них смонтированы плоские затворы $6,5 \times 3,1 \text{ м}$. Управление затворами производится посредством порталного крана, движущегося по специальному мостику вдоль водосброса. Отвод воды за гребнем водослива осуществляется каналом длиной в 240 м .

Для строительства плотины русло р. Храмы в ущелье перегораживалось перемычкой, и в обход ее для свободного пропуска вод реки на правом берегу был сооружен обводной туннель длиной в 228 м . В дальнейшем этот строительный туннель был использован как постоянное сооружение в виде донного водовыпуска из водохранилища.

Обводной туннель, начиная от портала до места установки затворов донного водовыпуска, т. е. на длине 23 м , имеет круглое сечение диаметром $5,5 \text{ м}$. За затворами донного водовыпуска сечение туннеля подковообразное размером $5,07 \times 5,68 \text{ м}$ с бетонной отделкой.

Водоприемник, откуда вода поступает в деривационный туннель, расположен на южном берегу водохранилища, справа от входа в ущелье. Входная часть водоприемника прорезает долеритовые (базальтовые) породы, сильно трещиноватые. Вследствие этого для создания противофильтрационной завесы была проведена глубокая цементация этих пород.

Водоприемник представляет собой глубинный водозабор. Входной порог водоприемника состоит из двух секций шириной 5 м каждая. В настоящее время в целях ограждения водоприемника от попадания в него кусков породы из отвалов камней со дна водохранилища и других наносов входной порог приподнят на $1,5 \text{ м}$ путем закладки в передние пазы постоянного железобетонного балочного ограждения (шандор).

В обеих секциях водоприемника установлены наклонные решетки с просветом между прутьями в 3 см . Для того чтобы решетка не забивалась льдом, предусмотрен ее электрообогрев. Однако практика показала, что электрообогрев решетки не требуется.

Переходной участок от водоприемника в напорный туннель, разделяемый бычком на две секции, перекрыт плоскими скользящими затворами. Эти затворы обслуживаются специальным подъемным механизмом с электроприводом. Здесь же установлены съемные корнизообразные решетки.

В 44 м от портала водоприемника на трассе деривационного туннеля расположена шахта диаметром 4,5 м, расширяющаяся в нижней части в камеру, где установлен дисковый затвор, отключающий деривацию. Для ремонта дискового затвора у портала водоприемника предусмотрены ремонтные затворы. Открытие ремонтного затвора производится при закрытом дисковом затворе. Во избежание создания вакуума при опорожнении туннельной деривации и для выпуска воздуха при ее заполнении по обе стороны дискового затвора предусмотрены воздушные трубы. Наполнение деривации производится через байпас.

Деривация Храмской ГЭС состоит из трех участков: напорного туннеля № 1 длиной 1 378 м, железобетонного напорного водовода длиной 1 318 м, напорного туннеля № 2 длиной 4 856 м. Общая протяженность деривации составляет 7 552 м.

Уклон туннеля № 1 постоянен и равен 0,009, а уклон водовода меняется от 0,008 в начале до 0,018 в конце. Уклон туннеля № 2 постоянный и равен 0,0043, кроме небольшого участка с крутым уклоном длиной в 24,5 м, где туннель соединяется с уравнительной шахтой.

Напор в деривации меняется от 26,0 м у водоприемника до 63,2 м у уравнительной шахты. Максимальное заложение туннеля № 1 от дневной поверхности равно около 50 м, а туннеля № 2 колеблется в пределах 80—95 м.

Геологические условия по трассе напорной деривации сложные и характеризуются непрерывным чередованием сильно трещиноватых базальтовых лав, рыхлых вулканических выбросов и глинистых грунтов, местами водоносных. На участках глинистых грунтов пришлось встретиться со значительным горным давлением и присутствием грунтовых вод.

По проекту наибольшая расчетная пропускная способность деривации была предусмотрена 30 м³/сек при коэффициенте шероховатости обделки 0,015. Фактически же коэффициент шероховатости составил 0,0127 и расход в деривации оказался возможным увеличить до 36 м³/сек. Это было достигнуто за счет тщательного заглаживания торкретированных поверхностей туннельной обделки.

Туннель имеет бетонную обделку толщиной 0,35 м и железоторкретное кольцо, толщина которого колеблется от 6 см в начале деривации до 10 см в конце. На этих участках туннель круглого сечения, его внутренний диаметр равен 3,2 м. На участках контактных зон и в глинах применено очертание поперечного сечения туннеля несколько вытянутое вдоль горизонтальной оси (овальное), что является наиболее экономичным решением. На этих участках толщины типов железобетонных обделок получились от 0,55 до 0,70 м вместо 0,7—0,9 м при круглом очертании. Поверхность железобетона покрыта торкретом толщиной в 2—3 см.

Для обделок туннеля, как правило, применялся бетон на пуццолановом цементе, ибо вода р. Храмы, так же как и грунтовые воды, была признана агрессивной (жесткость 3,6°).

Напорный Водовод между первым и вторым туннелями в основном расположен на глинистых грунтах. Его котлован был вырыт еще до 1941 г. В период консервации строительства во время Великой Отечественной войны дно котлована было покрыто водой, из-за чего его поверхность очень размокла. При возобновлении работ котлован был освобожден от воды и размокшего слоя грунта, а на глинистое дно котлована под водовод уложили укатанный 40-сантиметровый слой щебня.

По всей длине водовода применены два основных типа сечения, оба овального очертания с толщиной стенки 0,50 и 0,55 м. Исследования, проведенные во время работ, показали, что осадка звеньев водовода незначительна и к моменту соединения отдельных его участков деформация почвы практически прекратилась. Поэтому не было предусмотрено никаких дополнительных мероприятий для компенсации просадки водовода по длине. Сверху по всей длине напорный водовод покрыт земляной насыпью.

В конце деривации расположена 64-метровая подземная двухкамерная уравнительная шахта. Она состоит из верхней и нижней камер и соединяющего их стояка. Верхняя камера выполнена в виде безнапорной штольни по обеим сторонам стояка. Общая длина верхней камеры равна 202,5 м, а полезная емкость составляет 3 060 м³. Камера рассчитана на случай внезапного сброса полной нагрузки электростанции.

Внутренний диаметр стояка равен 4,2 м. Он соединяет верхнюю камеру с нижней и деривационным туннелем № 2. Стояк шахты продолжен выше верхней камеры до поверхности земли и заканчивается железобетонной надшахтной надстройкой защитного типа.

Туннель № 2 соединяется с шахтой коротким, резко наклоненным участком, так называемым нырком, устроенным для избежания попадания воздуха в напорную деривацию.

От верхней камеры до нырка шахта имеет железобетонную обделку. Железобетонной обделкой покрыта также зона примыкания нырка к нижней камере. Все эти железобетонные обделки покрыты металлической рубашкой для создания надежной противодиффузионной защиты.

Нижняя камера рассчитана на внезапный наброс 50% мощности Храмовской ГЭС. Ее полезная емкость равняется 700 м³ при длине 93 м, считая от оси шахты. Нижняя камера имеет железобетонную обделку. Конец нижней камеры закрыт бетонной пробкой. Во время строительства нижняя камера соединялась с туннелем № 2 соединительным штреком. Этот штрек оставлен для инспекторских осмотров деривации во время эксплуатации. Штрек имеет бетонную обделку с железоторкретным

покрытием. По концам штрека установлены герметические металлические ворота.

Напорный турбинный трубопровод Храмской ГЭС I можно разделить на пять участков. Первый участок вертикальный в виде продолжения стояка уравнильной шахты длиной 44 м с внутренним диаметром 3,0 м. Этот участок заканчивается коленом, переводящим напорный трубопровод из вертикального в горизонтальное положение. Колено закреплено в анкерной опоре № 0. Весь вертикальный участок облицован бетоном и снабжен металлической рубашкой, толщина которой меняется от 12 до 22 мм. Второй участок — горизонтальный металлический трубопровод длиной 334 м и диаметром 2,9 м. Этот трубопровод свободно проложен в туннеле с уклоном 0,01. Толщина стенок трубопровода меняется от 21 до 25 мм. Высота туннеля в свету 4,45 м, ширина 4,6 м. Туннель имеет бетонную и частично железобетонную обделку. Проложенный в туннеле однониточный металлический трубопровод опирается на промежуточные опоры качающегося типа, расположенные через 15,2 м друг от друга.

Третий участок напорного турбинного трубопровода представляет собой однониточный трубопровод, который в специальном подземном помещении разветвляется с помощью развилки на три нитки. Каждая из трех ниток трубопровода закреплена в расположенной в конце помещения анкерной опоре № 2. Последняя одновременно является задней стеной помещения дисковых затворов, примыкающего к помещению развилки. В помещении затворов на каждом из трех трубопроводов имеются по два последовательно установленных дисковых затвора диаметром 1,8 м с вантузом и скоростным реле. Здесь расположены пульт управления и маслonaпорная установка. Рядом с помещением дисковых затворов размещается здание для лебедки бремсберга. Ниже помещения дисковых затворов расположен четвертый участок открытого трехниточного напорного трубопровода, проложенного в траншее (рис. 2-45).

Ось трубопровода, следуя естественному уклону склона, имеет пять переломов в вертикальной плоскости, на которых установлены анкерные опоры закрытого типа. Число анкерных опор на открытом участке шесть, включая верхнюю опору № 3, примыкающую к помещению дисковых затворов. На опоре №5 ось трубопровода имеет перелом в вертикальной, а также и в горизонтальной плоскостях (угол в 6°). Между анкерными опорами расположены промежуточные опоры. После каждой анкерной опоры на трубопроводе имеется расширительный компенсатор.

По правую сторону трассы трубопровода устроен аварийный сбросной лоток на случай разрыва трубопровода.

Общая длина открытого участка турбинного трубопровода между анкерными опорами № 3 и 8 составляет 586 м. Внут-

ренный диаметр напорного трубопровода меняется от 1,75 наверху до 1,50 м внизу, толщина стенок от 26 до 41 мм.

Последний, пятый участок трубопровода—это так называемый коллекторный распределительный участок. Напорные трубопроводы расположены здесь горизонтально вдоль машинного здания, в начале на специальной распорной железобетонной плите и далее на фундаментном массиве здания; затем благодаря коленам с углом в 90° трубопроводы поворачивают и на-



Рис. 2-45. Напорный турбинный трубопровод и здание Храмской ГЭС I.

правляются к турбинам. Колена труб уперты в сильно армированные упоры, воспринимающие давление в 1 000 Т.

С левой стороны вдоль открытого участка напорного трубопровода устроена постель для грузового бремсберга грузоподъемностью в 15 Г.

Площадка силового узла Храмской гидроэлектростанции расположена в глубоком ущелье р. Храми. До начала строительства здания ГЭС р. Храми протекала по руслу, прижатому к правому склону, крутизна которого в нижней своей части достигает 43° .

Нижний участок напорного трубопровода проложен по склону, сложенному из выветренных гранитов с наличием ряда зияющих трещин. Для предотвращения дальнейшего подмыва

правого склона, а также для создания станционной площадки река была отведена в обводной канал, расположенный на левобережной пойме.

На площадке силового узла, образованной после отвода реки и засыпки ее русла, расположены:

на левом берегу обводного канала — постоянный поселок ГЭС;

на правом берегу — здание ГЭС, повысительная подстанция, склады, механические мастерские, здание масляного хозяйства с трансформаторной башней, здание управления ГЭС и др.

По отношению к напорному турбинному трубопроводу здание ГЭС расположено продольно для уменьшения опасности в случае разрыва трубопровода.

Здание ГЭС состоит из трех объединенных корпусов: машинного здания, пристройки шиберных затворов и пристройки распределительного устройства. Главный щит управления станции размещается в пристройке распределительных устройств.

В пределах блока главных агрегатов здание трехэтажное: на первом этаже расположен турбинный зал, второй является промежуточным этажом и на третьем помещается генераторный зал (рис. 2-46). Высота генераторного зала составляет 17,85 м.

Цоколь основного здания выведен из местного базальта, обработанного под шубу. Стены оштукатурены терразитовой штукатуркой с введением красящих пигментов.

В машинном здании (рис. 2-47) установлены три главных гидроагрегата, расстояние между осями которых 11,5 м.

Турбины оборудованы автоматическими регуляторами скорости и давления. На напорном трубопроводе перед каждой турбиной установлены шиберные затворы.

Три трехфазных синхронных гидрогенератора соединены с гидротурбиной вертикальным валом. На валу генератора смонтирован возбудитель мощностью 260 *квт* и напряжением 230 в. Подвозбудительные агрегаты смонтированы отдельно. Каждый генератор оснащен автоматическим регулятором и оборудованием для управления, автоматики, защиты, контроля и измерений.

Кроме главных гидроагрегатов, в здании станции установлен горизонтальный агрегат для собственных нужд, состоящий из ковшовой турбины и генератора мощностью 650 *квт* при 750 *об/мин*.

В здании ГЭС со стороны склона расположена монтажная площадка, на которой оборудованы две ямы: одна используется для установки вала генератора при монтаже ротора, а другая — для испытательного груза мостового крана весом 167 *T*.

Со стороны нижнего бьефа имеется пятиэтажная пристройка. В верхнем ее этаже расположен главный щит управления, а также щиты собственных нужд станции. На четвертом этаже —

помещения для кабельного хозяйства, а на третьем — различное вспомогательное оборудование, служебные помещения, коммутаторная, релейная, измерительная лаборатория и др. На втором этаже расположено электrorаспределительное устройство собственных нужд электростанции 6,6 кв, а на первом —

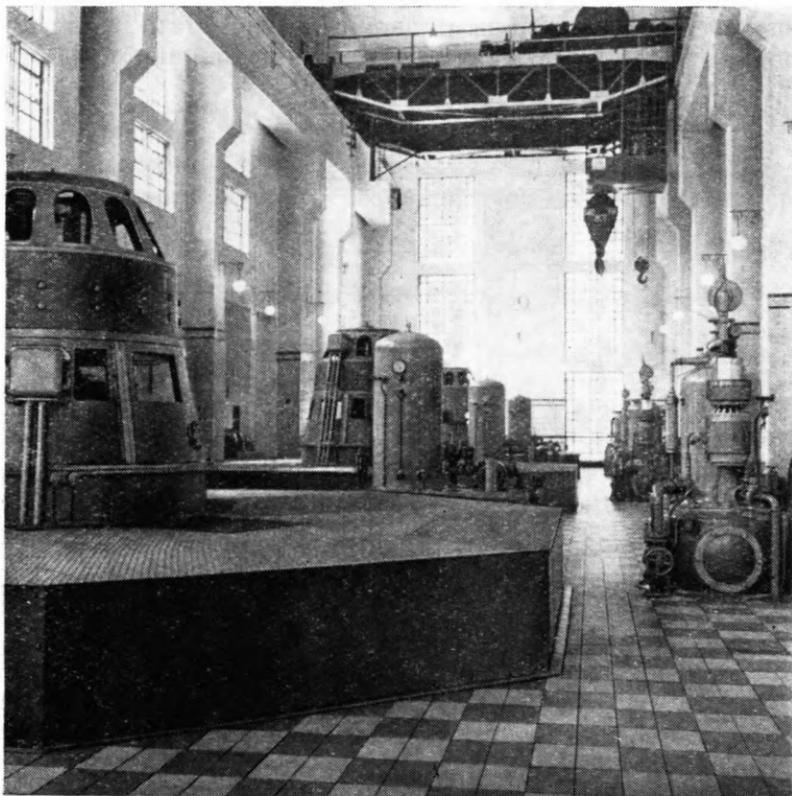


Рис. 2-46. Машинный зал Храмовской ГЭС I.

электrorаспределительное устройство 10,5 кв, компрессоры высокого и низкого давления, линейные выключатели, реакторы и др.

В подвале расположены шахты для силовых и контрольных кабелей, шины водяного реостата. Здесь же за продольной железобетонной перегородкой расположено шандорное хозяйство.

Каждый агрегат подсоединен к однофазным силовым трансформаторам и составляет с ними единый блок. Мощность одной группы силовых трансформаторов равна $3 \times 16\ 000 = 48\ 000$ кв, напряжение 10,5/121,0 кв. Охлаждение трансформаторов производится воздухом. Соединение осуществлено голыми

шинами на напряжении 10,5 кв. Имеется одна резервная фаза трансформатора, присоединение которой взамен поврежденной фазы осуществляется при помощи упрощенного резервного устройства. Трансформаторы установлены на одной линии вдоль пятиэтажной пристройки на расстоянии 8,5 м от нее. Для их перевозки в мастерскую на ремонт на подстанции проложены железнодорожные пути. Каждый блок генератор — трансформатор подсоединен к сборным двойным системам шин 110 кв. На шинах установлены выключатели, разрядники и трансформаторы напряжения с разьединителями.

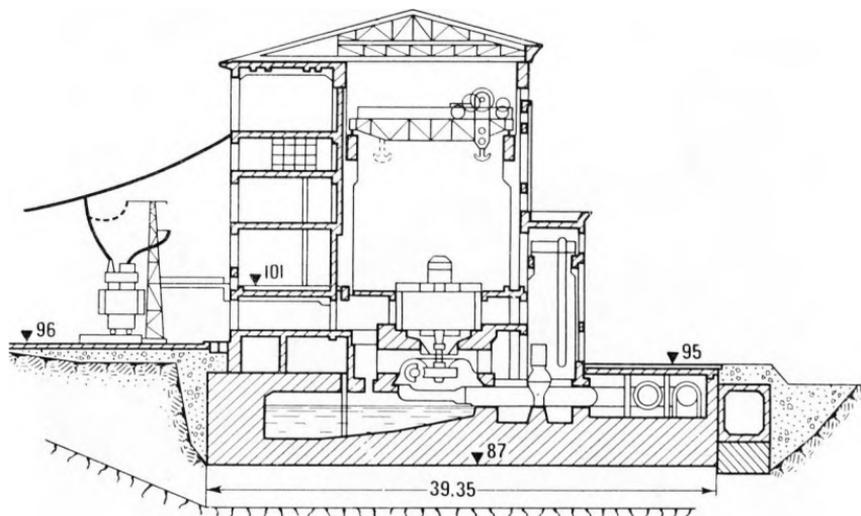


Рис. 2-47. Разрез по зданию Храмской ГЭС I.

Энергия с шин 110 кв передается в энергосистему Грузии (в сторону Тбилиси) двумя линиями электропередачи на двухцепных опорах.

На Храмской гидроэлектростанции осуществлены полная комплексная автоматизация и телемеханизация с центрального Тбилисского диспетчерского пункта. Автоматизация охватывает автоматический пуск и остановку всех трех агрегатов, управление посредством автооператора активными и реактивными мощностями станции. Регулировка активных мощностей происходит автоматически, в зависимости от перетока частот и межсистемных мощностей (Грузэнерго — Азэнерго). Регулировка напряжения агрегатов производится автоматически регуляторами фирмы ASEA. Оперативный персонал переведен на дежурство на дому.

Телемеханизация, осуществляемая с центрального диспетчерского пункта, включает в себя следующие элементы:

телесигнализация — световая сигнализация состояния агрегатов (работает или стоит); световая сигнализация состояния масляных выключателей отходящих линий электропередачи (включен или выключен); сигнализация, указывающая в регулировке какого параметра системы участвует станция. Световые сигналы показывают, когда станция участвует в регулировке частоты, мощности или когда она переведена на ручное телеуправление;

телеуправление — ручное телеуправление диспетчером активной мощности электростанции; телерегулировка активной мощности по частоте; ручное телеуправление диспетчером реактивной мощности;

телеизмерение — телеизмерение активной мощности электростанции; телеизмерение реактивной мощности; телеизмерение напряжения на шинах 110 кв.

ХРАМСКАЯ ГЭС I В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Прошло более двух десятилетий со дня сдачи в эксплуатацию первого агрегата станции. Многолетняя эксплуатация Храмовской ГЭС I показала надежность построенных сооружений, бесперебойность их работы в любое время года, а также отличные качества регулирующей способности в Грузинской энергетической системе. Выработка энергии Храмовской ГЭС I за годы эксплуатации характеризуется графиками на рис. 2-48.

Вместе с тем необходимо отметить, что в процессе эксплуатации под воздействием геологических и гидрогеологических факторов выявились некоторые неприятные и опасные явления. Это главным образом касалось состояния склона, на котором расположен напорный турбинный трубопровод, и фильтрации из водохранилища. Устойчивость склона напорного трубопровода была восстановлена сразу же после установления опасного положения, а вопрос фильтрации из водохранилища не урегулирован по сей день.

Как уже отмечалось, из-за сложных геологических и гидрогеологических условий возможность значительной фильтрации из водохранилища не исключалась с самого начала. Это обстоятельство было учтено проектными организациями и отдельными специалистами, однако намеченные противофильтрационные мероприятия фактически не были осуществлены. Через три месяца после проведенного в 1946 г. опыта наметилось как будто уменьшение фильтрации, однако впоследствии многолетние наблюдения показали, что фильтрация воды, как ожидалось, все же значительна, особенно когда в водохранилище держится высокий уровень воды.

В связи с этим Грузглавэнерго еще в 1955 г. поставило перед Министерством электрификации СССР вопрос о производстве противофильтрационных работ на Храмовском водохрани-

лище. По поручению Министерства в этой работе участвовали многие проектные и научно-исследовательские организации. Они разработали соответствующие инженерные рекомендации, однако в жизнь они не были претворены. Таким образом, эта техническая проблема так и не получила удовлетворительного решения.

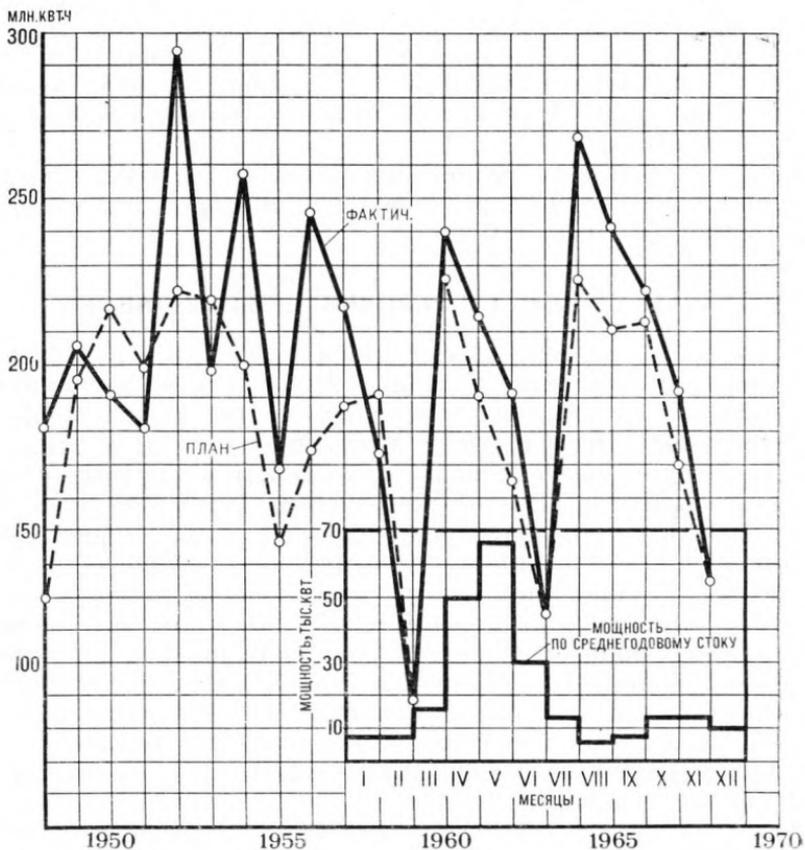


Рис. 2-48. Выработка электроэнергии Храмской ГЭС I за годы эксплуатации.

Второй вопрос, который необходимо было решить,— это остановить нежелательные деформации и сдвиги грунтов и расположенных на них сооружений по трассе напорного трубопровода.

В 1951 г. были замечены трещины на бетонных поверхностях напорного трубопровода. В начале 1952 г. эти трещины развились еще больше и бетонная поверхность местами выпучилась. Одновременно было установлено, что сдвинулась с места анкерная опора № 4 напорного трубопровода, а затем

и опора № 3. В верхней части трубопровода на несколько сантиметров раскрылись компенсаторы.

Одновременно постепенно развивались подвижки грунта оползневого характера в верхней части склона от начала открытого участка напорного трубопровода до анкерной опоры № 4.

Развитию оползней способствовал целый ряд факторов, таких как дополнительное обводнение почвы, помимо атмосферного, путем фильтрации воды из напорных сооружений, перегрузка верхней части склона отвалами породы из туннеля и выемки трубопровода и разгрузка нижней части из-за наличия глубокой траншеи под трассу трубопровода и др. Для восстановления устойчивости склона напорного трубопровода Храмской ГЭС I Тбилгидроэнергопроект провел проектно-исследовательские работы широкого масштаба и наметил ряд мер, осуществленных строительно-монтажным трестом ХрамГЭСстрой.

Из этих мероприятий следует отметить:

укладку железобетонной плиты вдоль трассы трубопровода (она опирается в анкерную опору № 5, признанную неподвижной);

укрепление оползневого участка склона железобетонными шпильками, запущенными в неподвижные коренные породы склона;

дренирование склона;

разгрузка верхней части оползневого участка путем уборки массы земли;

облицовка внутренней поверхности уравнильной шахты металлической рубашкой на всю высоту с целью ликвидации фильтрации;

повторная цементация концевого участка туннеля № 2.

Проведение всех этих мероприятий позволило восстановить нормальное состояние склона, на котором расположен напорный трубопровод. С тех пор прошло уже более 18 лет, однако каких-либо признаков нового движения склона не зафиксировано.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Решение схемы и гидротехнических сооружений Храмской ГЭС I отличается многими особенностями.

Одной из основных особенностей является сама оригинальная схема Храмской ГЭС I. В то время эта гидроэлектростанция была самой высоконапорной в Советском Союзе. Своеобразие схемы Храмской ГЭС I дает право причислить ее к интереснейшим гидроэнергетическим объектам мира.

Храмская ГЭС I — первая гидроэлектростанция с водохранилищем годичного регулирования, положившая начало каскадному использованию горных рек Грузии.

Своеобразным является техническое решение укрепления неустойчивых склонов и основания плотины с помощью специальных подземных сооружений и цементации.

Каменнонабросная плотина отличается оригинальной конструкцией металлического экрана, который в условиях эксплуатации оказался безукоризненным.

Овальная форма напорного водовода с прямыми вставками между двумя полукруглостями была предложена и использована впервые в мировой практике и дала существенную экономию по сравнению с обычным круглым сечением.

Для предотвращения фильтрации из водохранилища был намечен ряд оригинальных мероприятий, которые, к сожалению, не были осуществлены.

2-9. Храмская ГЭС II

СХЕМА СТАНЦИИ И ЕЕ ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Используемый участок располагается между створом здания Храмской ГЭС I и местностью Чатахи, расположенной у слияния р. Храми с притоком Карабулах. Храмская ГЭС II представляет собой типичную горную деривационную гидроэлектростанцию. Гидроэлектростанция использует отработанную на Храмской ГЭС I воду и дополнительную приточность р. Храми между створами плотин Храмской ГЭС I и Храмской ГЭС II, а также сток притоков Карабулах и Чочиани.

На расстоянии около 0,5 км от здания Храмской ГЭС I сооружена плотина в виде железобетонной подпорной стенки с присыпкой грунта за ней длиной по гребню 100 м, подпирающая воду в реке на 9,8 м. Перед плотиной с правой стороны русла реки создан бассейн суточного регулирования (БСР) полезной емкостью 240 тыс. м³, к которому с левой стороны по всей длине примыкает канал-отстойник, отделенный от БСР подпорной стенкой.

Канал-отстойник служит для приема дополнительной приточности р. Храми, осаждения в нем насосов, а также для непосредственного сброса паводковых вод в обход БСР.

В конце канала-отстойника на продолжении плотины сооружен двухпролетный шлюз с низким порогом, перекрываемый плоскими затворами. В месте сопряжения плотины и промывного шлюза сооружен водоприемник (рис. 2-49) открытого типа с двумя отверстиями, первое из которых предназначено для забора воды из БСР, а второе — из канала-отстойника. Каждое отверстие рассчитано на полный расход деривации — 40,5 м³/сек.

Отработанная на Храмской ГЭС I чистая вода с помощью двухпролетного шлюза-регулятора может быть направлена либо в БСР, либо в канал-отстойник (в зависимости от эксплуата-

ционных надобностей), откуда через водоприемник вода поступает в напорный железобетонный водовод длиной 138 м, после которого начинается напорный деривационный туннель (рис. 2-50).

Общая длина деривации равна 13 049 м, из которых 75 м представляет собой мост-водовод в месте пересечения деривацией притока Чочиани.

Деривационный туннель внутренним диаметром 4,0 м имеет обделку в виде бетонного кольца с железоторкретом либо же-

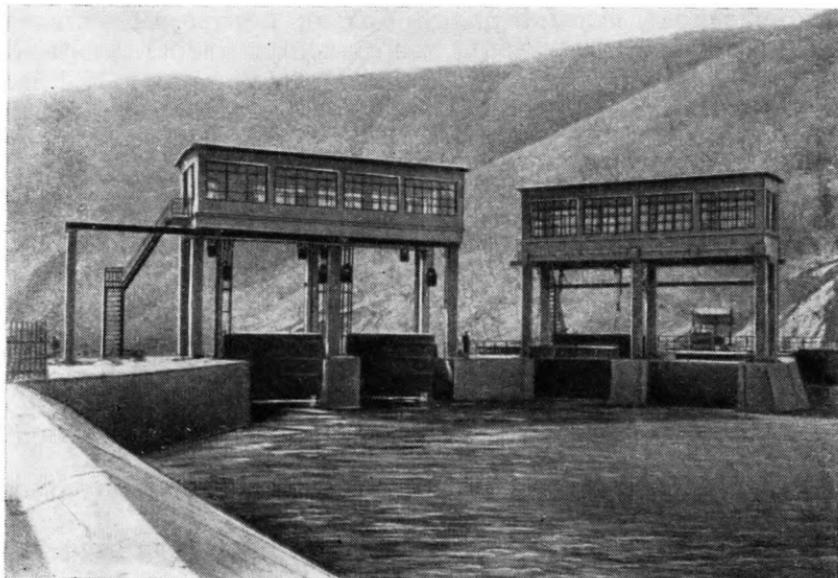


Рис. 2-49. Водоприемник Храмской ГЭС II.

лезобетонного кольца, покрытого торкретом; толщина колец обделки меняется от 0,3 до 1,0 м в зависимости от напора и крепости породы.

В конце деривации сооружена двухкамерная уравнильная шахта со стояком диаметром 5,0 м, высотой 45,3 м. К верхней камере уравнильной шахты посредством безнапорного туннеля подводятся воды р. Карабулах, сбрасываемые в основную деривацию через стояк шахты по специальной трубе. На расстоянии 31 м от оси уравнильной шахты сооружено подземное помещение дисковых затворов.

Напорный турбинный трубопровод однониточный подземный общей длиной 619,5 м, из которых на длине 433,5 м трубопровод имеет угол наклона около 35°. В нижней части трубопровода предусмотрено здание шаровых затворов, перед которым трубопровод разветвляется на две нитки. Внутренний диаметр

напорного трубопровода до разветвления равен 3,2 м, а после разветвления — 2,0 м. Наклонный участок напорного трубопровода представляет собой металлическую рубашку, забетонированную в скале.

Здание ГЭС является также подземным. В нем размещаются два вертикальных гидроагрегата с радиально-осевыми турбинами суммарной мощностью 110 тыс. квт. Расчетный расход каждой турбины равен $21,5 \text{ м}^3/\text{сек}$, расчетный напор — 307 м.



Рис. 2-50. Схема гидротехнических сооружений Храмовской ГЭС II.

Отработанная вода посредством двух отводящих камер поступает в безнапорный отводящий туннель длиной 1250 м, облицованный бетоном.

Открытая повисительная подстанция 220 кв расположена на правом берегу р. Храми и связана с машинным зданием двухъярусным шинно-грузовым туннелем корытообразного сечения длиной 449,5 м, шириной 4,0 м и суммарной высотой 7,9 м.

На р. Чочиани сооружен водозабор горного типа (тирольский). Вода из водозабора через двухкамерный отстойник поступает в напорный металлический водовод, состоящий в своей начальной части из металлического водовода диаметром 0,9 м, длиной примерно 342 м, в концевой части туннеля — диаметром 1,8 м и длиной 250,5 м. Туннель присоединяется к основной деривации у Чочинского моста-водовода. Расчетный расход Чочинского узла сооружений равен $3,0 \text{ м}^3/\text{сек}$.

максимальный коэффициент полезного действия, %.....	90,6
расчетный расход, $m^3/сек$	21,5
Параметры генератора:	
тип	СВ-4901, 210-14
завод-изготовитель	«Электросила»
мощность, $квт$. .	55 000
напряжение, $кв$.	10,5
ток, a	3 785

ГОЛОВНОЙ УЗЕЛ

Участок р. Храми, предназначенный под головной узел, располагающийся непосредственно за станционной площадкой Храмской ГЭС I, представляет собой глубокий каньон шириной 150—180 м с крутыми, сильно пересеченными склонами. У подножья склонов участка ущелья на высоте 3—5 м выше уреза меженных вод реки расположены пойменные террасы. В начальной части ущелья наблюдаются террасы с обеих сторон его, в концевой нижней части — только с левой стороны. Склоны ущелья покрыты лиственным лесом и кустарником.

Сток реки в районе головного узла слагается из двух составных частей:

вода, отработанная на Храмской ГЭС I, предварительно перерегулированная в ее водохранилище, с расходом, колеблющимся в пределах от 0 до 36 $m^3/сек$;

дополнительная приточность с водосборной площади, ограниченной плотинами Храмской ГЭС I и Храмской ГЭС II.

Дополнительная приточность формируется из дебита Ташбашских родников с почти постоянным расходом, равным 4,2 $m^3/сек$, и поверхностного стока с площади 80 $км^2$ с расходом 0,3 $m^3/сек$. Таким образом, дополнительная приточность 4,5 $m^3/сек$ характерна высокой естественной зарегулированностью.

При выборе типа плотины в техническом проекте сопоставлялись два варианта: каменно-набросный и бетонный. Выбран был каменно-набросный тип плотины, как наиболее экономичный по стоимости. Однако на стадии составления рабочих чертежей было предложено заменить каменно-набросную плотину железобетонной подпорной стенкой с присыпкой грунта из полезной выемки. Последний вариант оказался еще более экономичным и был принят к осуществлению.

В основу компоновки головного узла на р. Храми положен принцип раздельного приема дополнительной приточности р. Храми и отработанной воды на Храмской ГЭС I, так как последняя совершенно свободна от наносов, а приточные воды р. Храми при больших расходах несут обильные как донные, так и взвешенные наносы. Это обстоятельство продиктовало необходимость устройства раздельной стенки вдоль русла реки.

образующей ограждение бассейна суточного регулирования с левой стороны. В то же время раздельная стенка представляет собой правобережный элемент канала-отстойника, заканчивающегося шлюзом-водосбросом (плотина с низким порогом).

В концевой части раздельной стенки перед шлюзом-водосбросом устроен водослив, с помощью которого верхние слои воды из канала-отстойника сбрасываются в БСР. Отметка гребня водослива принята из расчета пропуска через канал-отстойник расчетного паводка 0,1% обеспеченности 350 м³/сек при глубине, не превышающей высоты водослива. При такой глубине в канале-отстойнике паводки р. Храми, несущие наносы, сбрасываются в нижний бьеф в обход БСР.

Кроме водослива, гидравлическая связь между каналом-отстойником и БСР осуществляется еще посредством двухпролетного водоприемника, расположенного в месте сопряжения плотины и шлюза-водослива. Водоприемник создает возможность раздельного приема воды из БСР и канала-отстойника. Предусмотренные в каждом пролете затворы позволяют производить в нужный момент отключение той или иной части. Расчетный расход водоприемника равен 40,5 м³/сек.

Отработанная в турбинах Храмовской ГЭС I осветленная вода поступает непосредственно в БСР по быстротоку с гасительным колодцем в конце. В период отключения БСР отработанная вода может быть пропущена прямо в канал-отстойник в обход БСР, что достигается сооруженным для этой цели двухпролетным шлюзом-регулятором на продолжении отводящего канала Храмовской ГЭС I.

Таким образом, комплекс сооружений головного узла состоит из плотины в виде железобетонной подпорной стенки с насыпкой за ней грунта; шлюза-водосброса; водоприемника; канала-отстойника; бассейна суточного регулирования; быстрого тока со шлюзом-регулятором; ливнеспуска.

Основанием плотины служат трещиноватые граниты. С правой стороны плотина примыкает к скальному склону, с левой — к водоприемнику. Максимальная строительная высота плотины равна 19 м, длина по гребню — 100 м.

Шлюз-водосброс (плотина с низким порогом) состоит из двух пролетов шириной в свету по 5 м, перекрытых металлическими сдвоенными затворами, размером 5х9 м. Водосброс располагается слева от плотины, являясь ее продолжением. Назначение водосброса: промыв верхнего бьефа, канала-отстойника и тем самым порога водоприемника от наносов; сброс паводковых вод р. Храми в нижний бьеф в обход БСР. Отверстия водосброса позволяют также частичное опорожнение БСР до отметки гребня водослива. Флютбет водосброса толщиной 7,0 м, целиком расположенный на скальном основании, сопрягается со скалой верхним и нижним зубьями, заглубленными на 2,0 м. Длина флютбета 20 м. Для предотвращения

стирания наносами флютбет и поверхности бычка и устоев облицованы железоторкретом на высоту 1,5 м.

Маневрирование затворами водосброса производится стационарными подъемными механизмами, устанавливаемыми в специальном помещении над щитами.

Водосброс заканчивается сбросным каналом, проходящим в крупновалунных отложениях. Длина канала равна 86 м, ширина в начале 12 м и в конце 26 м. Канал заканчивается бетонным зубом, прорезающим толщу аллювия в 5,0 м и заглубленным в скалу на 2,0 м.

Водоприемник, с помощью которого осуществляется забор воды в деривацию, представляет собой армобетонное сооружение на скальном основании. Водоприемник длиной 30 м состоит из двух отверстий 5х4 м каждое, разграничивающих отдельное поступление воды из БСР и канала-отстойника. Порог отверстия водоприемника со стороны БСР имеет отметку, которая обеспечивает сработку всего полезного объема БСР.

Порог второго отверстия со стороны канала-отстойника имеет отметку, превышающую отметку порога водосброса на 2,2 м, что предохраняет водоприемник от проникновения в него наносов, отлагающихся перед его порогом.

Отверстия водоприемника перекрываются металлическими Катковыми затворами. Обслуживание затворов осуществляется подъемными механизмами, установленными в специальном помещении. В конце водоприемника перед входом в напорный водовод установлена мелкая решетка, обслуживаемая комбинированной решеткоочистительной машиной.

Порог водоприемника в пределах пазов затворов и ремонтных балочных заграждений представляет собой бетонный массив с зубом, врезанным в скалу на глубину 1,5 м. Переходный участок от мелкой решетки до входа в водовод на длине 14,3 м перекрыт железобетонной плитой.

В канал-отстойник, располагающийся по всей длине в валунно-галечных отложениях, поступает дополнительная приточность из обводного канала Храмской ГЭС I. Канал-отстойник шириной по дну 6 м образован правой вертикальной продольной раздельной стенкой, отделяющей канал от БСР, и левой наклонной, с откосом, равным 1 : 1,5. Длина канала-отстойника до переходного участка равна 271 м. Место сопряжения обводного канала Храмской ГЭС I с каналом-отстойником имеет в плане криволинейное очертание.

Назначение БСР, расположенного в русле реки,— перерегулировать неравномерное потребление воды гидростанций в течение суток. БСР образован путем частичной выемки русловых аллювиальных отложений. Он имеет полезный объем, равный 240 тыс. м³, при нормальной подпорной отметке. Длина его 330 м, ширина 120 м, высота призмы сработки 6,0 м, мертвый объем 30 тыс. м³.

БСР имеет в плане форму прямоугольника, оконтуренного раздельной стенкой канала-отстойника, склоном, плотиной и концевой частью стационарной площадки Храмской ГЭС I.

Для предотвращения фильтрации воды из верхнего бьефа предусмотрена цементационная завеса, проходящая вдоль всей плотины под правой стенкой и зубом водоприемника, под водосбросом и под бетонной диафрагмой.

В пиковые часы при одновременной работе Храмской ГЭС I и Храмской ГЭС II в БСР поступает отработанная на Храмской ГЭС I осветленная в Цалкинском водохранилище вода. В период, когда Храмская ГЭС I не работает, в БСР поступают расход притоков р. Храми: Ташбашских родников, рр. Карабулах и Чочиани, предварительно осветляемые с помощью отстойников. Во всех случаях, за исключением паводкового периода, из канала-отстойника вода поступает в БСР вполне осветленной либо через левое отверстие водоприемника, либо через боковой водослив.

В случае необходимости отключения БСР отработанная на Храмской ГЭС I вода поступает в водоприемник через канал-отстойник в обход БСР. Для сброса в БСР воды, поступающей из отводящего канала Храмской ГЭС I, служит быстроток, в начальной части представляющий собой двухочковую прямоугольную железобетонную трубу, размер каждого очка 4,5 X 1,5 м. Быстроток расположен на валунно-галечных отложениях. Длина этого участка быстротока 20 м. Для гашения энергии, сливающегося через быстроток потока, предусмотрен водобойный армобетонный колодец, который располагается на скале.

Концевая часть отводящего канала Храмской ГЭС I сопрягается с соединительным каналом длиной 56 м, подводящим в случае отключения БСР отработанную воду к каналу-отстойнику. Поперечное сечение канала прямоугольное шириной 5,0 м.

Со стороны правого склона р. Храми, выше плотины, для отвода овражных вод предусмотрен ливнеспуск, рассчитанный на пропуск 1 м³/сек. Начальный участок ливнеспуска с левой стороны на протяжении 13 м огражден подпорной стенкой. С правой стороны ливнеспуску придан откос 1:1. Дно в этом месте выполнено из бетонной плиты толщиной 0,2 м. Остальная часть ливнеспуска запроектирована в виде железобетонного лотка с шириной дна 0,7 м. Длина ливнеспуска 152 м. В конце ливнеспуска в целях защиты от размыва предусмотрен бетонный зуб глубиной 2,0 м.

ДЕРИВАЦИЯ

Трасса основной деривации проходит в горной, сильно пересеченной местности, характеризующейся большим количеством скальных обнажений, крутых склонов, оврагов и горных потоков.

Деривация протрассирована по правому склону ущелья р. Храми и слегка следует излучине реки в этом месте. На первых 9 км трасса проходит в условиях пересеченного рельефа, залесенного деревьями лиственной породы и кустарником. На третьем километре трасса деривации пересекает залесенное ущелье притока Чочиани.

На остальном участке длиной примерно 4 км она проходит вдоль восточной границы лишенного растительности Гомаретского плато по скальному карнизу, возвышающемуся над крутым склоном ущелья. Заканчивается деривация в верхней части крутого склона над слиянием р. Храми с притоком Карабулах.

Деривация, начиная с входного портала, состоит из следующих участков: напорный железобетонный водовод длиной 133 м; туннель № 1 длиной 2 535 м (участок от входного портала до ущелья р. Чочиани); мост-водовод (переход через р. Чочиани) длиной 75 м; туннель № 2 длиной 10 306 м (участок от ущелья р. Чочиани до уравнильной шахты).

Расчетный расход напорной деривации 40,5 м³/сек. Железобетонный напорный водовод диаметром 4 м начинается непосредственно за водоприемником. Он уложен на бетонной подушке толщиной 0,2 м и щебеночной подготовке — 0,15 м, по всей длине засыпан сверху и расположен на аллювиальных речных отложениях.

Пересекая пойму р. Храми на правом склоне ущелья, водовод переходит в напорный туннель.

Напорные туннели № 1 и 2 имеют диаметр 4,0 м, принятый на основе экономических расчетов и производственных соображений. Скорость в напорном туннеле при расчетном расходе равна 3,22 м/сек, геометрический уклон — 0,0025. Напор в конце туннеля 50,4 м.

В плане трасса туннеля имеет пять углов поворота.

Для производства работ в деривационном туннеле были построены две строительные штольни и одна строительная шахта.

По всей длине деривационного туннеля принята комбинированная обделка в виде бетонного кольца с железоторкретом и железобетонного кольца с внутренним торкретным слоем. Толщина бетонной и железобетонной обделки меняется в зависимости от напора и геологических условий.

Переход через р. Чочиани осуществлен в виде трехпролетного железобетонного моста-водовода с двумя промежуточными бетонными быками, располагающимися на валунно-галечных отложениях. Бетонные береговые устои расположены на скальном основании. Мостовое отверстие рассчитано на пропуск расхода 210 м³/сек обеспеченностью 0,1%. Внутренний диаметр моста-водовода, так же как и туннеля, равен 4,0 м. Наружное очертание поперечного сечения пролетного строения представ-

ляет собой квадрат со стороной в пролете 4,68 м и на опоре 6,68 м. Внутренняя поверхность моста-водовода покрывается торкретным слоем толщиной 4,0 см.

НАПОРНО-СТАНЦИОННЫЙ УЗЕЛ

Напорно-станционный узел расположен в правобережном склоне р. Храми в двух километрах выше от устья притока Карабулах. Склон характеризуется значительной крутизной, равной в среднем 25° , и пересеченностью рельефа.

Район напорно-станционного узла сложен коренными меловыми, туфогенными и карбонатными толщами. В пойме они сплошь покрыты аллювием мощностью до 20 м, а на склонах — лишь местами делювиальными отложениями. Все подземные сооружения напорного станционного узла располагаются в туфобрекчиях.

Подземное расположение напорно-станционного узла оправдывается следующими соображениями:

увеличивается напор в связи с заглублением подземного машинного здания и сброса отработанной воды посредством отводящего туннеля ниже по течению реки; в связи с этим увеличивается мощность и выработка ГЭС;

сокращается длина напорного турбинного трубопровода и в связи с этим также увеличивается напор, улучшаются условия регулирования турбин и уменьшается расход металла на трубопровод;

используется возможность передачи части внутреннего давления в турбинном водоводе на скалу, чем также достигается значительное сокращение расхода металла.

Уравнительная шахта выбрана двухкамерного типа из-за большой амплитуды колебаний в ней. Она целиком располагается в порфириновых туфобрекчиях. Емкость верхней камеры, определенная с учетом притока воды из р. Карабулах, по условиям сброса полной нагрузки равна 7 000 м³. Емкость нижней камеры, рассчитанная на наброс мощности на второй агрегат, при работающем первом агрегате равна 1 600 м³. Общая длина верхней камеры 252 м, из них часть длиной 230 м расположена по одну сторону стояка в направлении Карабулахского туннеля, с которым она соединяется трехступенчатым перепадом с целью приема поступающего из него расхода воды.

Профиль поперечного сечения этой туннельной части верхней камеры корытообразный с разрезным дном. Ширина камеры равна 6 м, высота переменная: от 4,4 м у сопряжения с Карабулахским туннелем до 6,7 м у стояка. Обделка описываемой части верхней камеры бетонная (частично шплицбетонная).

По другую сторону стояка расположена вторая часть верхней камеры прямоугольного сечения длиной 22 м, средней

высотой 5,8 м, шириной по дну 4,4 м. Камера расположена в открытой скальной траншее, перекрыта железобетонными плитами и засыпана грунтом. Стены камеры облицованы бетоном.

Для входа в верхнюю камеру в ее конце в железобетонном перекрытии предусмотрен люк со стремянкой.

Вода из основной деривации поступает в верхнюю камеру через круговой водослив, являющийся продолжением стояка. Гребень водослива располагается на 6,6 м выше дна камеры.

Нижняя камера общей длиной 102 м состоит из двух частей: первая длиной 30 м, вытянутая в направлении карабулахского туннеля, имеет диаметр в свету 5 м и обделку из железобетона. Вторая часть длиной 72 м располагается в направлении склона. Ее диаметр переменный: в начале у стояка 5 м и в конце — 3,5 м. В период строительства эта часть камеры использовалась в качестве подходного штрэка.

Стояк уравнильной шахты имеет диаметр 5 м, что удовлетворяет условиям устойчивости колебаний уровня воды. Высота стояка, считая от дна напорного туннеля до дна верхней камеры, равна 45,32 м.

Подземное помещение дисковых затворов располагается на расстоянии 30,7 м от уравнильной шахты в туфобрекчиях. В помещении устанавливаются два дисковых затвора, один с ручным и другой с автоматическим приводом. Диаметр обоих затворов 2,8 м.

Напорный турбинный трубопровод проходит целиком в скальном массиве — туфобрекчиях. Общая длина трубопровода от оси уравнильной шахты до спиральной камеры первой турбины составляет 617,1 м. Начальный участок трубопровода между уравнильной шахтой и помещением дисковых затворов на длине 25,7 м облицован железобетоном толщиной 0,5 м с торкретным покрытием. На расстоянии 5,53 м от помещения дисковых затворов напорный трубопровод принимает наклонное положение. Длина наклонного участка равна 433,5 м, угол наклона 35°. На конечном участке трубопровод проходит горизонтально.

Перед помещением шаровых затворов трубопровод разветвляется на две нитки по числу агрегатов. Диаметр трубопровода от дисковых затворов до развилки равен 3,2 м, а после развилки 2,0 м. Конструкция трубопровода представляет собой металлическую рубашку, заделанную в бетон. Толщина металлической рубашки меняется от 10 до 26 мм.

Подземное помещение шаровых затворов расположено на расстоянии 27 м от здания ГЭС в глубине склона ниже развилки трубопровода. В помещении находятся две нитки трубопровода. На каждой нитке установлено по два затвора, один с гидравлическим приводом и другой — с ручным. В помещении смонтирован мостовой кран грузоподъемностью 50 Т.

Помещение шаровых затворов соединяется со зданием ГЭС соединительным туннелем корытообразного сечения размерами в свету 3X4 м. Туннель облицован бетоном толщиной 0,3 м.

В начале туннеля у помещения затворов установлена герметическая дверь, предохраняющая здание ГЭС от затопления в случае аварии с шаровыми затворами.

Для сброса воды в нижний бьеф в случае аварии сооружен аварийный туннель круглого сечения в обход здания ГЭС длиной 98,5 м, начинающийся у левого торца помещения шаровых затворов и присоединяющийся к отводящему туннелю. Диаметр туннеля в свету равен 3,0 м; отделка его — железобетонная.

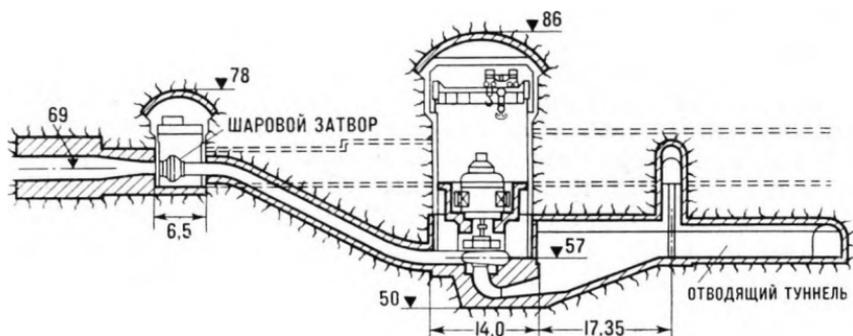


Рис. 2-51. Разрез по подземному зданию Храмской ГЭС II.

толщиной 0,5 м. Для опорожнения напорного трубопровода по всей длине аварийного туннеля проложена металлическая труба диаметром 0,3 м, в конце которой установлен игольчатый затвор.

Подземное здание ГЭС (рис. 2-51) размещено в туфобрекчиях на глубине 140 м от дневной поверхности и на расстоянии 525 м от р. Храмы.

Размеры здания ГЭС по наружному контуру в плане равны 13,0X38,4 м, высота от подошвы фундамента 35,9 м.

В здании ГЭС установлены 2 агрегата мощностью по 55 тыс. квт с турбинами радиально-осевого типа. Машинный зал оборудован мостовым краном грузоподъемностью 200 Т. В середине машинного зала расположена монтажная площадка. Под монтажной площадкой в двух этажах размещается закрытое распределительное устройство.

В нижнем этаже под закрытым распределительным устройством ЗРУ находится насосная. В здании распределительного устройства размещены: аккумуляторная с помещением зарядных агрегатов, кислотная, вентиляционная, центральный пульт управления, комната дежурного инженера, лаборатория, кладовая и санузел.

В насосном помещении установлены две системы насосов: первая — для снабжения ГЭС технической водой, вторая — для откачки воды из отводящих камер и дренажных вод.

Под средней частью монтажной площадки установлена железобетонная полая колонна размерами 3x3 м, доходящая до основания здания ГЭС. Толщина стен колонны — 0,3 м. Верхняя часть колонны высотой 2,3 м используется в качестве роторной ямы. Ниже ямы внутри колонны установлена металлическая труба диаметром 0,25 м, вокруг которой запроектирована винтовая лестница для связи первого и второго этажей ЗРУ. Внутри трубы проходит тяга для испытания мостового крана. Нижний конец тяги зацеплен за крюк, заанкерванный в массив основания.

Стены здания ГЭС, подобно стенам помещения шаровых затворов, построены двойными с воздушным пространством между ними ввиду необходимости защиты помещения от воздействия подземных вод. Наружные стены армобетонные толщиной 0,5 м, прианкерованы к скале. В стенах оставлены дренажные отверстия. Внутренние стены сборные железобетонные толщиной 0,1 м. Наружный свод помещения — железобетонный с толщиной в ключе 1 м. С целью разгрузки свода от давления на него грунтовых вод в нем предусмотрены дренажные металлические трубки.

Потолочное перекрытие здания ГЭС также железобетонное.

Подкрановые балки железобетонные, таврового сечения. Колонны подкрановых балок также железобетонные таврового сечения. Они утоплены в стенах здания.

По выходе из отсасывающих труб отработанная вода попадает в отводные камеры длиной 16 м. Ширина камер переменная: от 7,6 м в начале до 4 м в конце, высота их также меняется от 10,3 до 5 м в соответствии с шириной. Стенки отводных камер армобетонные толщиной 0,5 м, перекрытие — сводчатое, железобетонное толщиной 0,8 м, дно бетонное толщиной 1 м.

Для отключения отводных камер на время ремонта турбин предусмотрены пазы для ремонтных затворов. Обслуживание ремонтных затворов происходит из специальных шахт, подход к которым осуществляется из галерей, соединяющихся с шинно-грузовым туннелем.

Для защиты здания ГЭС от подтопления водой со стороны шахты во время подъема горизонта воды в галереях предусмотрены герметические металлические двери.

Вентиляция машинного зала осуществляется через вертикальную шахту, расположенную у левого торца здания ГЭС. Высота шахты от свода здания ГЭС до дневной поверхности равна 135,5 м. Диаметр шахты в свету 3,4 м. Облицовка двухслойная бетонная с торкретом общей толщиной 0,55 м. Вентиляционная шахта используется одновременно и в качестве за-

пасного выхода из здания ГЭС. Для этого по всей высоте шахты смонтирована металлическая лестница.

Через отводящий туннель длиной 1252,7 м корытообразного поперечного сечения с радиусом полупролета, равным 2,0 м, отработанная вода сбрасывается в р. Храми. Трасса отводящего туннеля в основном проходит в туфобрекчиях и туфопесчаниках с прослоями небольших пачек мергелистых известняков. На расстоянии 317 м от начала туннеля трасса его прерывает зону тектонического смещения длиной примерно 93 м. Обделка туннеля — бетонная. В целях устранения давления на обделку со стороны грунтовых вод в своде туннеля предусмотрено устройство дренажных скважин.

Отводящий туннель сопрягается с руслом р. Храми открытым бетонным каналом длиной 25 м. Канал имеет переменную ширину от 4 м в начале до 10 м в конце. С целью защиты сооружения от размыва со стороны реки в конце канала сооружен зуб глубиной 3 м.

Шинно-грузовой туннель предназначен для транспорта грузов и связи машинного здания с открытой повысительной подстанцией. Трасса шинно-грузового туннеля проходит в туфобрекчиях, имеющих разные геотехнические показатели.

На длине 412 м шинно-грузовой туннель имеет корытообразное поперечное сечение с максимальными размерами в свету 4X7,3 м. По высоте туннель разделен ребристым железобетонным перекрытием на два этажа: нижний высотой в свету 4 м — транспортный туннель и верхний, расположенный в сводчатой части, — шинный.

На расстоянии 412 м от здания ГЭС верхний шинный туннель поворачивает в сторону открытой подстанции и выходит на дневную поверхность. Длина этого участка равна 110 м.

Транспортный туннель, не меняя своего направления, выходит на станционную площадку. Длина этого конечного участка транспортного туннеля равна 37,5 м.

Для вентиляции шинно-грузового туннеля у места ответвления шинного туннеля предусмотрена вентиляционная шахта с внутренним диаметром 2 м. Общая высота шахты от свода шинного туннеля равна 23,4 м, из которых верхние 5 м находятся на дневной поверхности.

Открытая станционная площадка располагается на правом берегу р. Храми. На станционной площадке находятся: открытая повысительная подстанция 220 кВ размерами в плане 123X76,2 м, механическая мастерская, открытый маслосклад с подземным маслобаком, материальный склад, проходная и противопожарный водоприемный колодец.

Выше по течению реки к станционной площадке примыкает поселок для эксплуатационного персонала.

Со стороны реки станционная площадка ограждается армобетонной подпорной стенкой длиной 291 м.

С целью отвода ливневых вод, стекающих по оврагам, на территории станционной площадки и поселка сооружены два ливнепуска в виде быстротоков.

Как было отмечено выше, через уравнительную шахту Храмовской ГЭС II принимается часть стока р. Карабулах, что дает дополнительную выработку электроэнергии. Головной узел располагается на р. Карабулах в 7,5 км от ее устья. В районе головного узла р. Карабулах протекает в глубоком каньоне, ширина которого по дну не превышает 30—40 м. Ущелье харак-

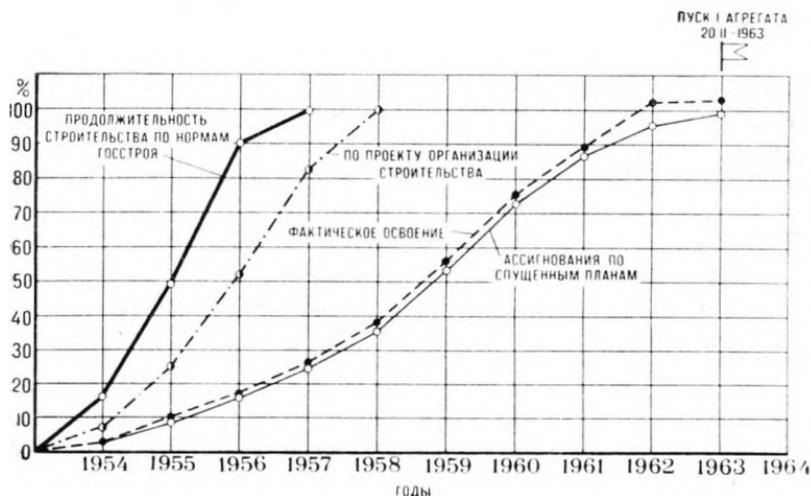


Рис. 2-52. График выполнения строительно-монтажных работ по годам строительства Храмовской ГЭС II.

теризуется весьма крутыми склонами, с выраженными в верхней части скальными карнизами.

Среднегодовые расходы р. Карабулах за характерные годы составляют ($\text{м}^3/\text{сек}$):

Средний год.....	3,36
Многоводный год.....	4,60
Маловодный ».....	3,24

Расчетный расход, забираемый из р. Карабулах, принят равным $4,5 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Место под головное сооружение выбрано на излучине реки, позволяющей при расположении водоприемника на левом берегу избежать благодаря поперечной циркуляции попадания в него наносов. Комплекс сооружений головного узла на р. Карабулах состоит из водосливной плотины с промывным шлюзом, водоприемника, отстойника с подводящим каналом и промывником.

Плотина состоит из двух частей: правой бетонной водосливной части, примыкающей к правому берегу, и промывного

шлюза, примыкающего к левому берегу, с пролетом в свету 4 м, перекрываемым металлическим затвором. Назначение промывного шлюза заключается в промывке бьефа от наносов в зоне водоприемника и пропуска части паводка.

Водоприемник поверхностного открытого типа расположен на левом берегу. Отстойник — однокамерный длиной 25 м и шириной 5 м. Деривация представляет собой безнапорный туннель длиной от выходного портала до верхней камеры уравнильной шахты 5 500 м. Сечение туннеля корытообразное размером 2,15X2,30 м. В зависимости от геотехнических показателей пород, встречающихся по трассе туннеля, и от условий производства работ, применены три типа туннельной обделки.

Туннель сопрягается в конце посредством трехступенчатого перепада с верхней камерой уравнильной шахты основной деривации.

Выполнение строительно-монтажных работ по годам строительства характеризуется графиком на рис. 2-52.

ОСНОВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Храмская ГЭС II представляет собой третью ступень регулирующего Храм-Параванского каскада, предусматривающего в перспективе переброску стока из бассейна Параванских озер в р. Храми путем сооружения Нардеванской ГЭС, после чего произойдет увеличение годовой выработки энергии на второй ступени каскада Храмской ГЭС I и соответственно на третьей ступени — Храмской ГЭС II.

На Храмской ГЭС II установлено два синхронных генератора переменного тока мощностью 55 тыс. квт каждый. Каждый генератор имеет возбудитель и подвозбудитель, которые насажены на валу основного генератора. Генератор оснащен автоматическим устройством для сигнализации и регулировки управления.

Схема выполнена для блока генератор — трансформатор.

Мощность в систему выдается через 6 однофазных трехобмоточных трансформаторов напряжением 10,5/121/242 кв; мощность каждой фазы 60/30 тыс. ква. Открытая подстанция расположена на расстоянии 450 м от здания ГЭС. Связь с зданием ГЭС осуществляется через шинно-грузовой туннель.

Питание электроэнергией собственных нужд подземной части электростанции (оборудование, освещение и др.) осуществляется непосредственно с шин генераторов 10 кв, а нагрузки собственных нужд надземной части станции, включая и Карабулах, от комплектного распределительного устройства 10 кв.

При полном развитии подстанции, т. е. в случае строительства еще двух отводящих линий электропередачи со стороны напряжения 110 кв, предусмотрена коммутация типа «Н»

с линейными выключателями. Для линии электропередачи 110 кв первой очереди (Храмские ГЭС I и II) смонтирована одна система шин с выключателями.

Со стороны напряжения 220 кв из-за наличия единственной линии Храмская ГЭС — подстанция «Большой Навтлуги» в

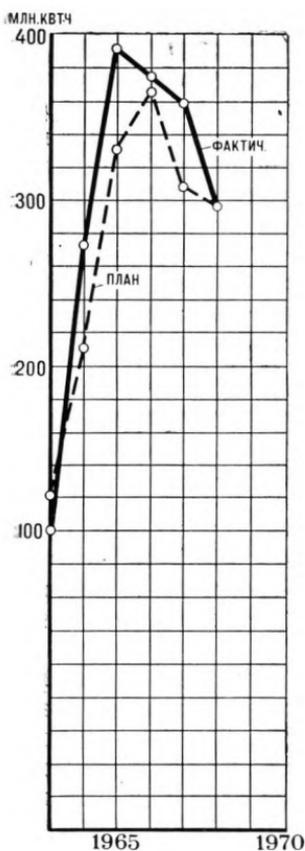


Рис. 2-53. Выработка электроэнергии Храмской ГЭС II за годы эксплуатации.

показывают состояние агрегатов и выключателей высокого напряжения;

телеизмерение — с электростанции на центральный диспетчерский пункт передаются показатели суммарной активной и реактивной мощности.

Выработка энергии Храмской ГЭС II за период эксплуатации характеризуется графиком на рис. 2-53.

г. Тбилиси смонтирована одинарная система шин 220 кв с выключателями.

На силовом узле установлены следующие трансформаторы: один трансформатор мощностью 3 200 квa и напряжением 38,5/10,5 кв для удовлетворения нужд сельских потребителей района; разделительный трансформатор мощностью 1 800 квa и напряжением 10,0/10,0 кв для головных сооружений ГЭС; три трансформатора мощностью по 320 квa и напряжением 10,0/0,4 кв каждый для собственных нужд электростанции.

На Храмской ГЭС II, так же как и на Храмской ГЭС I, телеуправление осуществляется с Тбилисского центрального диспетчерского пункта. Дежурство обслуживающего персонала гидроэлектростанции переведено на дому.

Основным режимом работы станции принята регулировка мощности станции по режиму воды и суточному графику с использованием БСР. Для регулировки реактивной мощности принято групповое управление с распределением реактивной нагрузки между агрегатами.

Агрегаты и станционное подсобное оборудование, включая головное сооружение, полностью автоматизированы.

Телемеханизация включает следующие элементы:

телесигнализация — световые сигналы, передающиеся с электростанции на центральный диспетчерский пункт,

ХРАМСКАЯ ГЭС II В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ

В целом Храмская ГЭС II со дня пуска в эксплуатацию работает нормально, однако в процессе работы станции были выявлены некоторые недостатки, сводящиеся в основном к следующему.

За короткий период эксплуатации ГЭС при осмотре наклонного напорного турбинного водовода было обнаружено повреждение его металлической рубашки. Отмечено до 60 точек повреждений, имеющих характер выпучин оболочки внутри трубопровода. В 17 случаях выпучины сопровождались поперечными трещинами длиной по дуге до 500 мм, из них 3 трещины были раскрыты на ширину до 20 мм. Из большинства трещин имелась незначительная течь грунтовой воды. В 1963 г. была проведена работа по устранению этих дефектов, были заварены мелкие и раскрытые трещины. Однако при повторном осмотре напорного трубопровода в 1964 г. было обнаружено появление новых трещин. Ввиду неудовлетворительного состояния напорного водовода в настоящее время разработаны мероприятия, выполнение которых обеспечит ликвидацию указанных дефектов.

Конструктивное выполнение турбинного подшипника не обеспечивало нормальной работы турбины, так как во время работы агрегата между подшипниками и валом проникала вода с песком, что вызывало износ шейки вала и частые остановки агрегата для перезаливки подшипника. В настоящее время приняты временные мероприятия по предохранению турбинного подшипника от попадания песка; что же касается шейки вала, то ввиду большого износа Ленинградским металлическим заводом была проведена ее проточка и установка рубашки из специальной стали.

В работе установленного гидросилового оборудования были выявлены и другие дефекты и недостатки, однако эти недостатки устранялись в процессе работы станции.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Характерной особенностью следует считать впервые осуществленное совместное использование притоков и основной реки. При этом приток Чочиани попутно захватывается деривацией, а Карабулах—туннелем подводится к уравнивательной шахте Храмской ГЭС II. При полной остановке гидроэлектростанции в процессе суточного регулирования вода означенных притоков течет по деривационному туннелю в обратном направлении к бассейну суточного регулирования, где она аккумулируется и используется в часы работы гидростанции.

Храмская ГЭС II является первой подземной станцией с подземным турбинным водоводом. Такие конструкции были применены в Грузии впервые.

Оригинальным является расположение монтажной площадки не в конце генераторного зала, как это обычно проектируется, а в середине зала между агрегатами. По-видимому, такое расположение монтажной площадки в середине машинного здания может оказаться целесообразным лишь при установке на станции не более двух гидроагрегатов.

САМГОРСКИЙ КАСКАД ГЭС

Орошение многих тысяч гектаров засушливых земель Карталинии и Кахетии издавна было мечтой грузинского крестьянина. Эта мечта осуществилась в годы Советской власти, когда в послевоенные пятилетки была построена и сдана в эксплуатацию большая Самгорская оросительная система. Эта оросительная система, в основе которой лежит комплексное ирригационно-энергетическое использование стока р. Иори, имеет большое народнохозяйственное значение.

4 ноября 1951 г. трудящиеся Грузии отпраздновали открытие Верхне-Самгорского магистрального канала. Вода р. Иори создала в пригороде г. Тбилиси большое регулирующее водохранилище, которое народ назвал Тбилиским морем.

Верхне-Самгорский магистральный канал отличается оригинальными ирригационными и гидротехническими сооружениями. Каскад трех Самгорских гидроэлектростанций—Сацхенинской, Марткобской и Тетрихевской — сооружен на перепадах этого магистрального канала.

Решение о строительстве Верхне-Самгорской оросительной системы и гидроэлектростанций было принято в 1946 г.

Составление технического проекта было поручено Тбилискому отделению Всесоюзного института Гидроэнергопроект. Проект был готов уже в марте 1947 г., после чего развернулись большие строительные работы.

Самгорская оросительная система вернула жизнь примерно 70 тысячам гектаров засушливых земель, расположенных между рекой Иори и г. Тбилиси.

Схема ирригационного использования р. Иори такова (рис. 2-54): в ущелье р. Иори у с. Сиони сооружением 85-метровой земляной плотины создается водохранилище полезной емкостью 300 млн. м³. Для использования создавшегося перепада непосредственно у Сионской плотины построена Сионская приплотинная гидроэлектростанция, работающая на стоке воды р. Иори, выпущенной из водохранилища для ирригации. В 22 км ниже Сионской плотины у с. Палдо построено головное сооружение для приема воды в магистральный ирригационный канал. Плотина расположена в пойме р. Иори выше моста под шоссе на дорогу Тбилиси—Телави. Плотина состоит из двух частей — разборчатой водосливной, расположенной у правого берега, и глухой земляной, перекрывающей

пойму реки и русловую часть створа. К плотине примыкают водоприемник и трехкамерный отстойник. За отстойником начинается Верхне-Самгорский магистральный канал длиной 41,64 км с пропускной способностью $13 \text{ м}^3/\text{сек}$.

На верхнем магистральном канале имеются три перепада: у р. Сацхениси, с. Марткоби, а также у Тетрихевского оврага. Высота этих перепадов соответственно 128, 35 и 110 м. На этих перепадах построены три гидроэлектростанции общей установленной мощностью 31,4 тыс. квт.

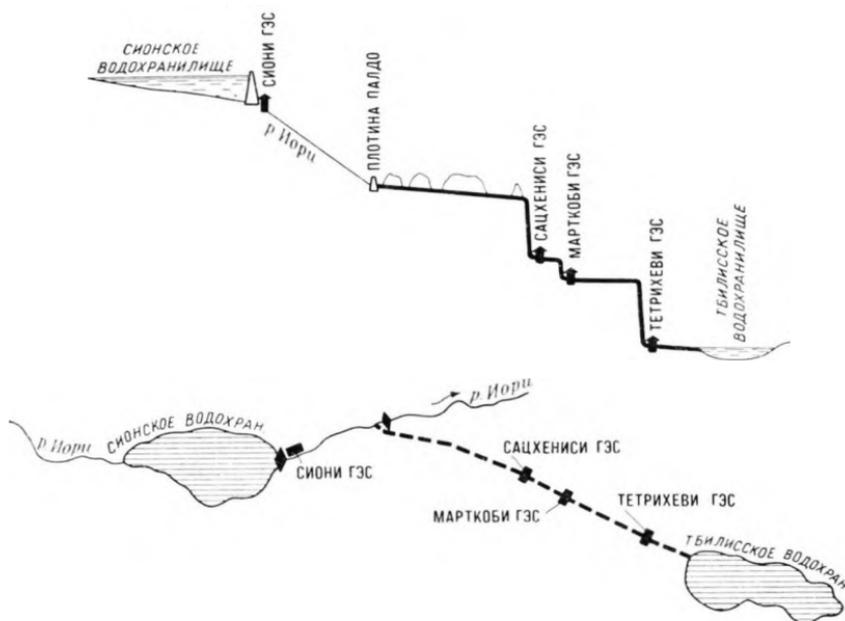


Рис. 2-54. Схема использования р. Иори.

Ввиду того что транспортировка воды из Сионского водохранилища в Тбилисское море производится в основном в зимние месяцы, гидроэлектростанции дают энергию в наиболее дефицитный по выработке период года.

Вода р. Иори последовательно проходит через эти три гидроэлектростанции и накапливается в котловине, где раньше находились три соленых озера — Кукийское, Илгунианское и Авлабарское. Эта котловина посредством четырех плотин превращена в Тбилисское водохранилище. Именно здесь заканчивается Верхне-Самгорский оросительный канал, к которому непосредственно тяготеют 15 тыс. га земли.

В течение осени и зимы в Тбилисском водохранилище накапливается вода, которая в период вегетации посредством Самгорского нижнего оросительного канала орошает еще 22 тыс. га земли.

Благодаря слаженной работе Сионского и Тбилисского водохранилищ и связывающего их верхнего магистрального канала обеспечено орошение в период вегетации 22 тыс. га земли, которые получают воду за счет пропусков из Тбилисского водохранилища, а не за счет стока р. Йори. Кроме того, выпуск воды из Сионского водохранилища в зимние месяцы и перед началом весенних паводков высвобождает его полезный объем для принятия паводочного стока р. Йори. Такое распределенное использование стока р. Йори позволило уменьшить пропускную способность верхнего магистрального канала и получить в течение года около 120 млн. *квт-ч* дефицитной электроэнергии в зимние месяцы.

2-10. Сионская гидроэлектростанция

Сионское водохранилище и расположенная при нем Сионская гидроэлектростанция представляют собой начальные сооружения Верхне-Самгорской оросительной системы.

Технический проект Сионского гидроузла был разработан проектным институтом Министерства мелиорации и водного хозяйства Грузинской ССР Грузгосводопроект в 1951—1952 гг. Рабочие чертежи узла гидроэлектростанции были составлены Тбилгидропроектом.

Сионское водохранилище обслуживает верхнюю и нижнюю Самгорские оросительные системы. Поэтому выпуск воды из этого водохранилища производится в основном в вегетационный период для нужд сельского хозяйства района. Исключения составляют 22 тыс. га, орошаемые из Тбилисского водохранилища, накопление воды в котором производится в осенне-зимний период. В створе плотины Сионской ГЭС р. Йори имеет следующие гидрологические характеристики: $Q_{\max} = 2,85 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\max} = 221 \text{ м}^3/\text{сек}$ и $Q_{\text{ср}} = 15,6 \text{ м}^3/\text{сек}$. Зимой, как правило, расход воды в Верхне-Самгорском магистральном канале колеблется от 9 до 12 $\text{м}^3/\text{сек}$. Ежегодно, особенно в весенний период, выпуск воды из Сионского водохранилища в русло р. Йори на 2—3 месяца почти совершенно прекращается. Поэтому режим работы Сионской ГЭС ограничен. Зимой ГЭС работает мощностью 4—6 тыс. *квт*, а весной она в основном останавливается. Иногда, когда летом и осенью работают оба агрегата мощностью по 4,5 тыс. *квт*, мощность станции достигает своей максимальной величины — 9 тыс. *квт*. Напор на ГЭС колеблется от 26 до 67 м. Среднегодовая выработка электроэнергии равна 33 млн. *квт-ч*. Сионская гидроэлектростанция включена в энергосистему Грузглавэнерго.

Когда по какой-либо причине Сионская ГЭС не работает, имеется возможность выпустить воду из Сионского водохранилища для нужд ирригации мимо турбин, по специальному ирригационному водовыпуску и обводному туннелю, посредством которых вода попадает в нижний бьеф.

На Сионском гидроузле выполнены следующие объемы основных работ (без подъездных дорог, в тыс. м³):

Выемка земельно-скального грунта.....	950
Качественная насыпь.....	6500
Туннельная выломка.....	65
Каменная наброска.....	120
Бетон и железобетон.....	150

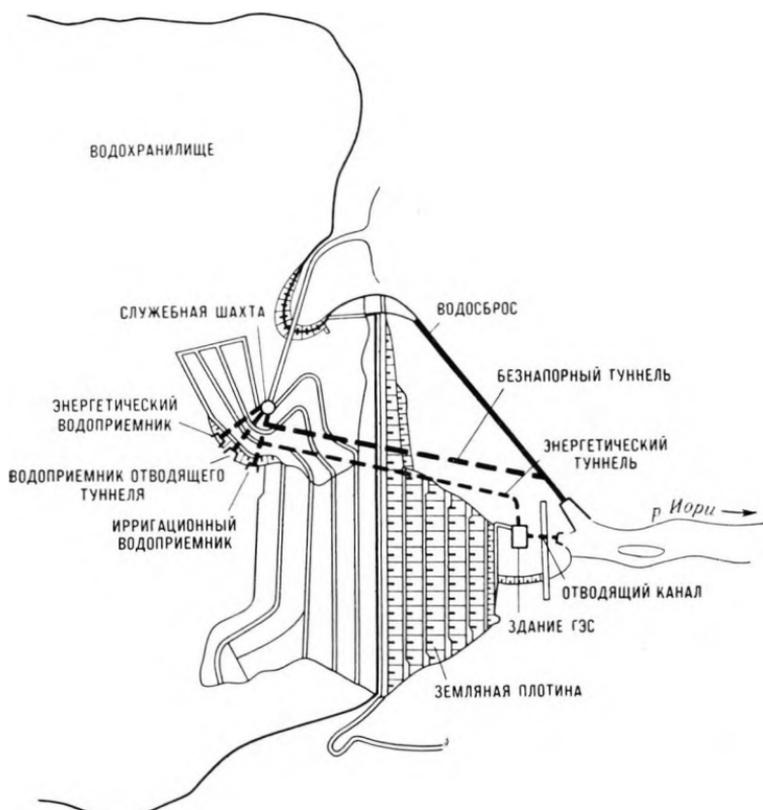


Рис. 2-55. Схема сооружений Сионского гидроузла.

Полная стоимость Сионского гидроузла (включая стоимость подъездных дорог) в ценах 1950 г. 504 млн. руб.

Эксплуатационный водосброс рассчитан на пропуск 30 м³/сек.

В комплекс сооружений Сионской ГЭС входят (рис. 2-55) энергетический водоприемник, служебный пешеходный мост и служебная шахта, напорный туннель, здание дисковых затворов, металлический турбинный водовод, здание ГЭС и его пристройка для распределительного устройства, отводящая галерея и канал, станционная площадка с открытой подстанцией и масляное хозяйство.

Основные параметры Сионской ГЭС следующие:

Характер регулирования водохранилища	·	Годовой
Полезный объем водохранилища, млн. M^3	...	300
Полный объем водохранилища, млн. M^3	325
Расчетный расход напорной деривации, $M^3/сек$		23
» максимальный сбросной расход через		
сооружения, $M^3/сек$	600
Напоры, м-		
максимальный	67,5
расчетный	4,8,0
минимальный	25,0
Мощность, <i>квт</i> :		
полная установленная	9 000
максимальная рабочая	9 000
Коэффициент использования водотока	1,0
установленной		
мощности	0,28
Выработка в средний по водности год, млн.		
<i>квт. ч.</i>	33
Число часов использования установленной мощ-		
ности, ч.	2 410
Удельный расход воды на 1 <i>Мвт, м³/сек</i>	...	2,56
Параметры турбины:		
тип	PO-211
завод-изготовитель	«Уралгидро-
		маш»
мощность, <i>квт</i>	4 700
скорость вращения, <i>об/мин</i>	375
максимальный коэффициент полезного дей-		
ствия, %	91
расчетный расход $M^3/сек$	11,5
Параметры генератора:		
тип	В ГС-4500/375
завод-изготовитель	«Уралэлектро-
		аппарат»
мощность, <i>квт</i>	4 500
напряжение, <i>кв</i>	6,3
ток, <i>а</i>	515

Ход выполнения строительных работ характеризуется графиком на рис. 2-56.

Энергетический водоприемник и входной портал напорного туннеля расположены на левом берегу р. Иори на расстоянии 240 м от оси Сионской плотины. Его расчетный расход равен 23 $M^3/сек$. Концевая часть водоприемника из прямоугольного сечения переходного участка изменяется на круглое сечение диаметром в 2,8 м, откуда начинается напорный туннель.

Служебный пешеходный мост, связывающий берег со служебной шахтой, имеет длину 176 м, ширину 2,2 м. Через служебную шахту можно попасть в подземные помещения гидроузла. Общая высота шахты 60 м (12 м надземная и 48 м подземная), диаметр 4,5 м.

Длина напорного туннеля от входного портала до выхода 558 м. Напор в начале туннеля (с учетом динамического напора) 56 м, а в конце 90 м.

В подземной камере в 27,85 м от входного портала расположен дисковый затвор. Его диаметр 2,4 м. Управление дисковым затвором производится как дистанционно, так и автоматически.



Рис. 2-56. График выполнения строительно-монтажных работ Сионской ГЭС.

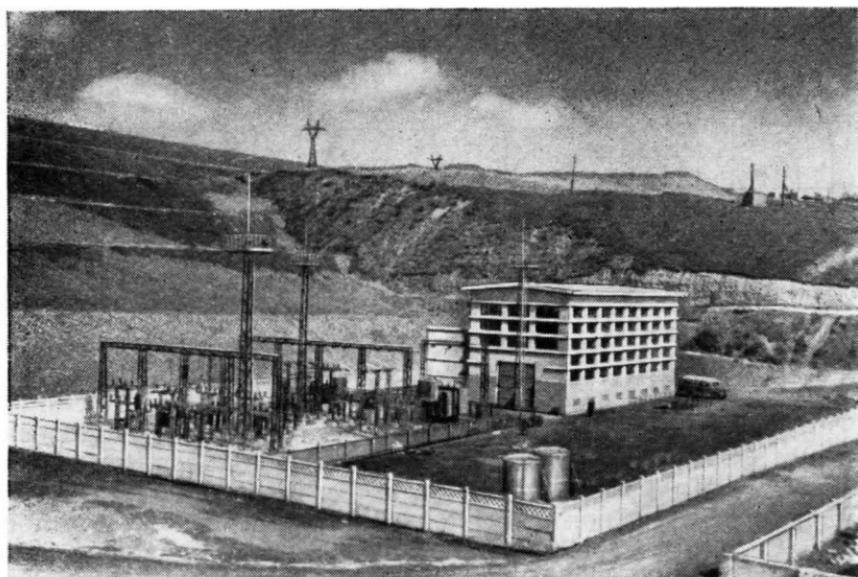


Рис. 2-57. Плотина Сионской ГЭС и открытая подстанция.

Одноточный металлический напорный турбинный трубопровод представляет собой продолжение напорного туннеля. Общая длина трубопровода 39 м. Длина переходного конусного участка туннеля 28 м, диаметр трубопровода 2,4 м. Трубопровод закреплен в выходном портале туннеля.

Длина машинного здания 20,65 м, ширина 11,5 м. В нем расположены два вертикальных гидроагрегата мощностью 4 500 квт каждый.

Отсасывающие трубы турбин бетонные изогнутые с конусом, облицованным металлом. В них предусмотрен герметический люк для осмотров и ремонта рабочего колеса турбины. Турбина укомплектована автоматическим регулятором скорости типа РС-1500 и маслонапорной установкой МНУ-1. Перед каждой турбиной установлены дисковые затворы диаметром 1 600 мм с масляным гидравлическим приводом, управление которыми производится как дистанционно, так и вручную.

В машинном зале установлен мостовой электрический кран грузоподъемностью 30/5 Т пролетом в 9,5 м.

Отработанная вода попадает в короткую галерею, а далее — в открытый канал.

Электрораспределительное устройство расположено в машинном зале и в двухэтажной пристройке.

Работа генераторов Сионской ГЭС предусмотрена и в режиме синхронных компенсаторов.

На открытой подстанции (рис. 2-57), расположенной рядом с генераторным зданием, установлен один силовой трансформатор (10 000 квт; 6,3/38,5 кв) с одинарными сборными шинами. Для собственных нужд станции установлены два трансформатора (180 квт, 6,3/0,4 кв).

От открытой подстанции 35 кв отходят линии электропередачи: Сионская ГЭС—Сацхенисская ГЭС, Сионская ГЭС — Базалети, Сионская ГЭС — Тианети.

Оба агрегата Сионской ГЭС были пущены 27 сентября 1964 г. С этого же времени Сионская ГЭС подсоединена к энергосистеме Грузии. Выработка энергии Сионской ГЭС за годы эксплуатации характеризуется графиком на рис. 2-58.

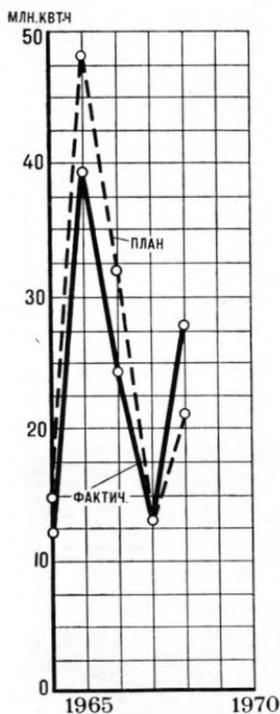


Рис. 2-58. Выработка электроэнергии Сионской ГЭС за годы эксплуатации.

ГОЛОВНОЕ СООРУЖЕНИЕ у с. ПАЛДО

Головной узел Самгорского верхнего магистрального канала сооружен у с. Палдо. Выбор места под головные сооружения обусловлен как требуемой отметкой командования над орошаемыми площадями, так и геологическими и топографиче-

скими условиями. Пойма реки в этом месте, имея ширину около 300—400 м, сложена галечниками мощностью до 20 м. Левый берег слагается конгломератами с мощными пластами глин. Этот участок характеризуется сильным развитием оползневых явлений. Правый берег сложен прочными конгломератами. Он вдаётся мысообразным выступом в пойму. Большая ширина поймы, равная 320 м, диктует разбивку плотины на две части — глухую и разборчатую.

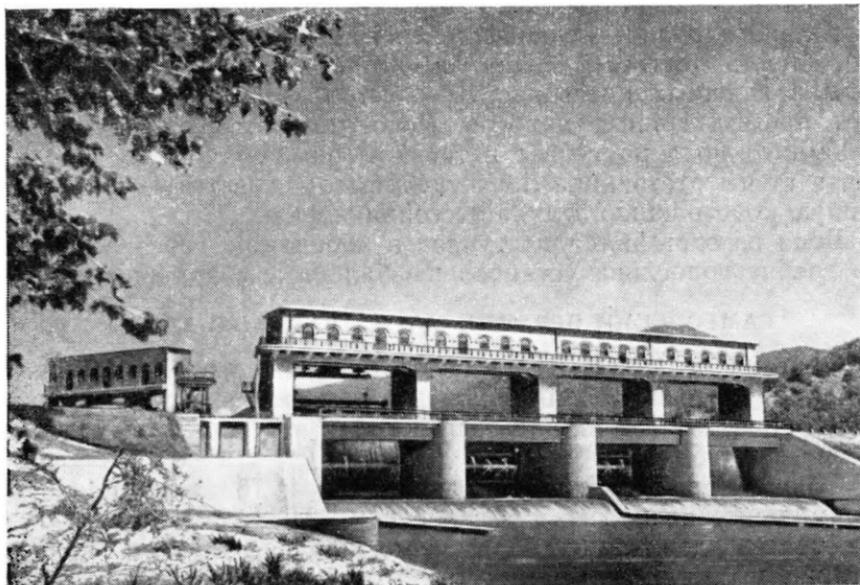


Рис. 2-59. Верхне-Самгорская оросительная система. Плотина на р. Иори.

Глухая часть представляет собой земляную плотину из однородного грунта. Примыкание плотины к оползневому склону осуществлено несколько ниже по реке, что исключает необходимость специального крепления напорного откоса, так как оползневые участки остаются в верхнем бьефе.

Сброс паводковых вод осуществляется через 4 промывные донные галереи в пороге водоприемника и через разборчатую часть плотины (рис. 2-59). Размеры донных галерей 2,5х1,5 м, пропускная способность всех четырех отверстий 82 м³/сек. Высота затворов разборчатой плотины для сброса излишней воды и плавающих тел в нижний бьеф 6,0 м. Разборчатая плотина имеет 4 пролета, каждый по 14 м. Катастрофический расход через сооружения 800 м³/сек проходит с превышением лишь на 20 см над нормальным рабочим уровнем.

Земляная плотина с одной стороны примыкает к левому берегу, а с другой — к левому устью разборчатой части бетонной

плотины. Длина земляной плотины по гребню 248 м. Плотина сооружена из однородного глинистого материала с низовым дренажным банкетом, сложенным из камней. По основанию банкета и по внутренней его части уложен слой обратного фильтра. Откос напорной грани 3 : 1, откос низовой грани 2 : 1.

Водоприемник имеет три отверстия, разделенные между собой бычками. На его пороге установлены два ряда успокаивающей решетки. В пороге водоприемника расположены донные промывные галереи. Выходные камеры галереи перекрываются затворами, маневрирование которыми производится с помощью порталного крана. Сечение галерей 1,5x25 м, а пропускная способность достигает 23 м³/сек. Во время промыва скорость воды в галереях превышает 6—7 м/сек, что вполне обеспечивает промыв донных наносов. Успокоенная в решетках водоприемника вода поступает в трехкамерный отстойник. Дно камер и стены отстойника представляют одну цельную железобетонную конструкцию. Длина отстойника 44 м.

Вода из отстойника поступает в деривацию через водослив. На гребне водослива установлены балочные заграждения.

САМГОРСКИЙ ВЕРХНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫЙ КАНАЛ

Отметки и уклон Верхнего магистрального канала были выбраны из расчета максимального охвата земель орошением (15 тыс. га). Излишки воды спускаются в Тбилисское водохранилище.

Общая длина всей трассы деривации 41 753 м, из них 8 026 занимают туннели, 794 м — галереи и 32 933 м — каналы. Там, где трасса деривации пересекает ущелья, обрывы и реки, а также в местах забора воды для орошения, построены искусственные инженерные сооружения: акведуки, дюкеры, ливнепуски, быстротоки, выпуски в распределители и др. (рис. 2-60).

Трасса Верхнего магистрального канала проходит в сложных геологических условиях: туннели в основном проходят в третичных конгломератах, гравелисто-глинистых и гипсоносных железистых глинах, а открытые каналы — в галечно-песчаных отложениях, лессовидных суглинках и глинистых грунтах.

2-11. Самгорские гидроэлектростанции — Сацхенисская, Марткобская и Тетрихевская ГЭС

Самгорские гидроэлектростанции используют перепады по трассе Верхнего магистрального канала. Расчетный расход воды каждой из всех трех гидроэлектростанций тот же, что и расход верхнего магистрального канала, т. е. 13 м³/сек.

В комплекс сооружений каждой гидроэлектростанции входят: напорная камера с холостым водосбросом и быстротоком, напорный турбинный трубопровод, здание ГЭС с пристройками, отводящий канал и открытая подстанция.

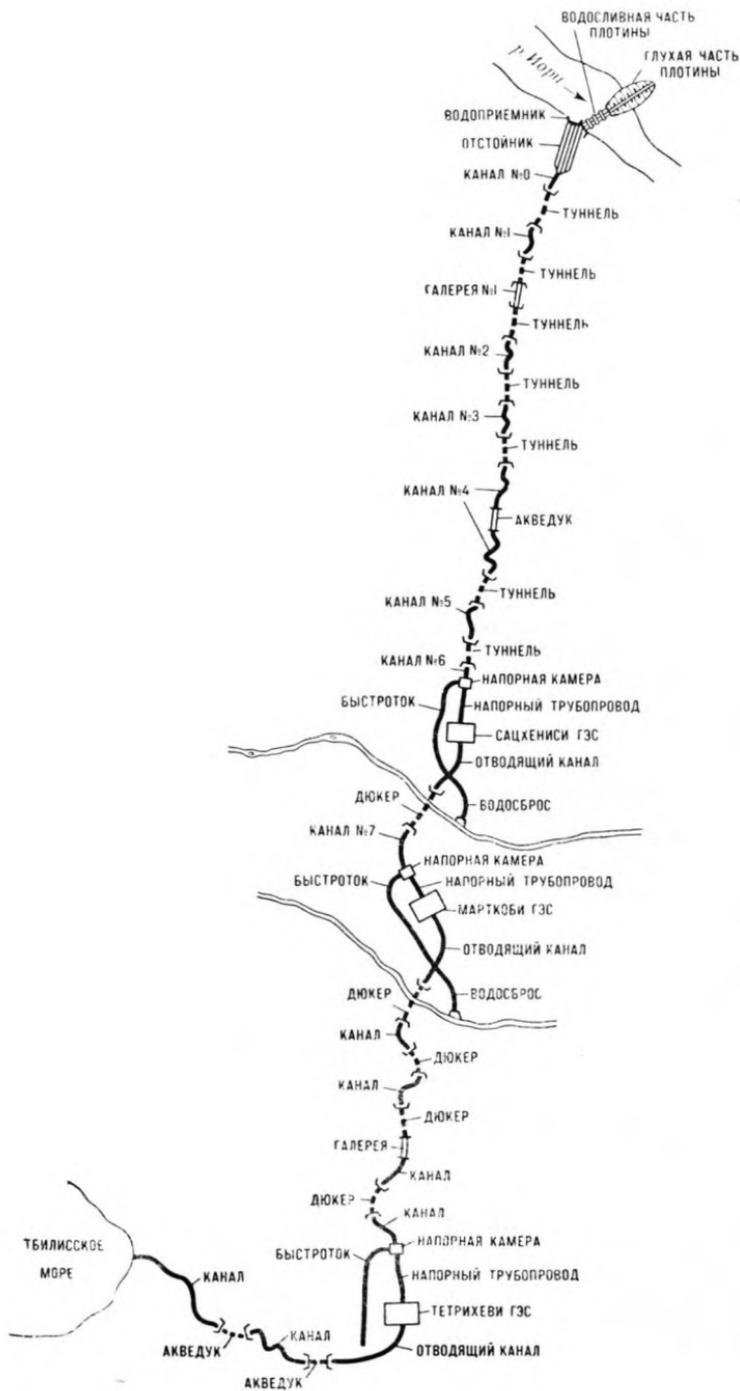


Рис. 2-60. Самгорский Верхний магистральный канал.

На всех трех ГЭС напорные камеры совершенно одинаковые, и состоят из одного массива, включающего водозаборные, водосбросные и промывные сооружения. Напорная камера соединяется с деривацией посредством переходного участка.

Во всех трех камерах предусмотрены шугосбросные желоба. В каждой напорной камере перед трубопроводом установлен рабочий затвор. Между этим затвором и клапанным затвором установлена мелкая решетка с мусороочистительной машиной. Перед напорной камерой и клапанным затвором установлены ремонтные затворы с ручным приводом.

Основные параметры Самгорских ГЭС следующие:

	Сацхенис- ская	Марткоб- ская	Тетри- хевская
Год ввода в эксплуатацию	1952	1952	1952
Характер регулирования	Регулирующие		
Длина, м:			
деривационного канала	9 568	3 277	6 590
безнапорного туннеля	7 902	—	—
дюкера	—	964	1 248
акведука	57,3	—	175
напорного трубопровода $\varnothing =$ = 2,35 м	397	96	994
Расчетный расход, м ³ /сек	13	13	13
» максимальный сбросной расход, через сооружения на плотине Палдо, м ³ /сек	1 300	—	—
Расчетный напор, м	127,85	34,56	109,56
Мощность, квт:			
полная установленная	14 000	3 800	13 600
максимальная рабочая	14 000	3 800	13 600
Коэффициент использования уста- новленной мощности	0,42	0,35	0,33
Выработка в средний по водности год, млн. квт. ч	86	14	73
Число часов использования уста- новленной мощности, ч	3 700	3 100	2 870
Удельный расход воды на 1 квт, м ³ /сек	1	3,55	0,95
Параметры турбин:			
тип	Радиально-осевая		
завод-изготовитель	«Уралгидромаш»		
мощность, квт	7 100	3 870	6 800
скорость вращения, об/мин	500	300	500
максимальный к.п.д., %	85	89	84,5
расчетный расход, м ³ /сек	6,5	13	6,5
Параметры генера- тора:			
тип	ВГС 260-70-12	ВГС 325-45-20	ВГС 250-70-12
завод-изготови- тель	«Уралэлектроаппарат»		
мощность, квт	7 000	3 870	7 000
напряжение, кв	6,3	6,3	6,3
ток, а	756	418	756

Быстроток Сацхенисской ГЭС трапецидального сечения, рассчитан на пропуск расхода 13 м³/сек. Длина быстротока до

водобойного колодца 338,7 м, длина колодца 15 м. На расстоянии 44,42 м от водобойного колодца расположены оголовки Сацхениского дюкера и холостого сброса в р. Сацхениси. Эти сооружения рассчитаны на полный расход в случае отключения части деривации.

Однониточный напорный турбинный металлический трубопровод на расстоянии 26,1 м от здания ГЭС разветвляется на две нитки труб, подводящие воду к двум радиально-осевым турбинам ГЭС (рис. 2-61).

Быстроток Марткобской ГЭС тоже трапецеидального сечения, рассчитан на сброс расчетного расхода 13 м³/сек. Длина быстротока до водобойного колодца 97,5 м. На расстоянии 13 м от водобойного колодца находится пересечение осей быстротока и отводящего канала ГЭС. Тут же берет начало Марткобский дюкер и холостой сброс, рассчитанный на пропуск всего расчетного расхода в р. Марткоби на случай отключения части деривации.

Напорный турбинный трубопровод— однониточный. На станции установлена одна радиально-осевая турбина.

Посредством силового трансформатора производится повышение напряжения генератора с 6,3 до 35 кВ.

Ввиду близкого расположения Сацхениской ГЭС и Марткобской ГЭС (рис. 2-62), мощность Марткобской гидроэлектростанции на напряжении 35 кВ передается на открытую подстанцию Сацхениской ГЭС, а оттуда в энергосистему.

Быстроток Тетрихевской ГЭС трапецеидального сечения, так же как и на двух предыдущих гидроэлектростанциях рассчитан на пропуск 13 м³/сек. Быстроток имеет длину до водобойного колодца 993,8 м, а длина колодца 7,5 м. На расстоянии 10 м от колодца быстроток примыкает к отводящему каналу Тетрихевской ГЭС.

Однониточный металлический напорный трубопровод имеет длину 998 м. В 22,9 м от здания ГЭС трубопровод разветвляется и вода по двум ниткам направляется к двум радиально-осевым турбинам ГЭС. Здание ГЭС представлено на рис. 2-63.

На открытой подстанции происходит трансформация напряжения генераторов 6,3 кВ в напряжение 35 кВ. Мощность ГЭС включена в энергосистему на этом напряжении.

Постоянный поселок эксплуатационного персонала Сацхениской и Марткобской гидроэлектростанций расположен рядом с Сацхениской ГЭС, а Тетрихевская ГЭС — около этой станции.

Суммарная выработка всех трех ГЭС в зависимости от этапов освоения района Самгори характеризуется следующими показателями:

до постройки Сионского водохранилища—150 млн. квт-ч в основном сезонной энергии;



Рис. 2-61. Здание Сацхенинской ГЭС.

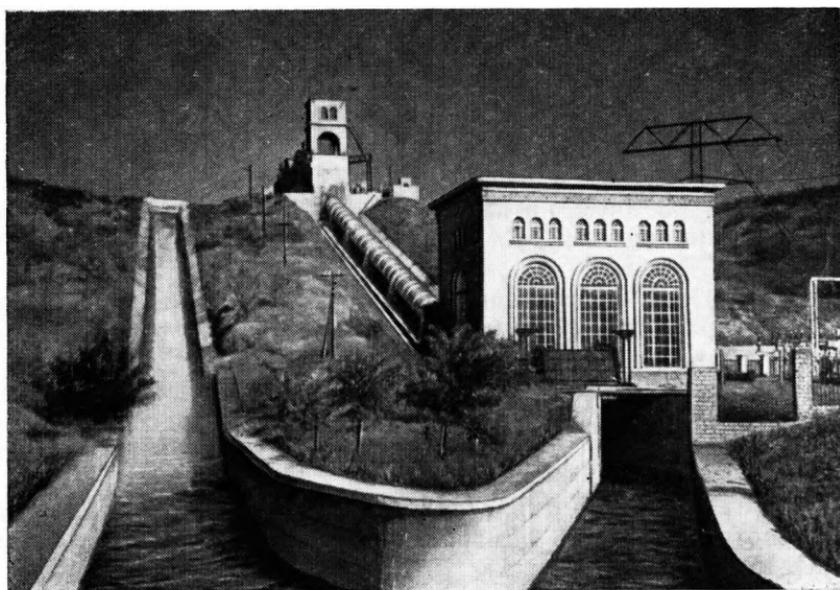


Рис. 2-62. Здание Марткобской ГЭС.

после завершения строительства Сионского водохранилища и полного освоения Верхне-Самгорской системы— 173 млн. *квт-ч*, в основном регулирующей энергии.

Строительство самгорских гидроузлов осуществлялось одновременно по единой смете. Объемы их основных строительных работ суммарно составили (тыс. m^3):

Выемка мягкого грунта.....	95,5
» скального грунта	4,4
Насыпь мягкого »	22,9
Бетон и железобетон.....	30,4



Рис. 2-63. Здание Тетрихевской ГЭС.

Удельные объемы строительных работ следующие (m^3):

земельно-скальных:	
на 1 уст. <i>квт</i>	3,9
на 1 <i>квт-ч</i>	0,0007
бетона и железобетона:	
на 1 уст. <i>квт</i>	0,96
на 1 <i>квт-ч</i>	0,00018

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1961 г. составила 24,2 млн. руб., капиталовложения в энергетику 17,5 млн. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. *квт* 583 руб., на 1 *квт-ч* 11,6 коп.

Площадка Сацхенисской ГЭС расположена в стесненных топографических условиях. На станционной площадке расположено здание ГЭС с трехэтажной продольной пристройкой, в которой размещены распределительное устройство генераторного напряжения с подсобными помещениями. Там же рядом со зданием ГЭС располагается открытое распределительное устройство 35 кВ.

В здании ГЭС размещены:

два вертикальных гидроагрегата, состоящие из радиально-осевой турбины и вертикального генератора трехфазного тока напряжением 6,3 кВ; вспомогательная аппаратура и оборудование, как-то: регулятор и щит турбины, автомат гашения поля генератора и др.; щит управления, щиты постоянного и переменного тока для собственных нужд станции.

На станционной площадке Марткобской ГЭС расположено здание ГЭС с одноэтажной продольной пристройкой, в которой размещаются распределительное устройство генераторного напряжения и подсобные помещения. Рядом со зданием ГЭС размещается открытое распределительное устройство 35 кВ.

В здании ГЭС размещены:

один вертикальный гидроагрегат, состоящий из радиально-осевой турбины и вертикального генератора трехфазного тока напряжением 6,3 кВ; вспомогательная аппаратура и оборудование, как-то: регулятор и щит турбины, автомат гашения поля генератора и др.; щит управления, реле и щиты постоянного и переменного тока собственных нужд станции.

Станционная площадка Тетрихевской ГЭС почти аналогична площадке Сацхенисской ГЭС. На Тетрихевской ГЭС установлены два вертикальных гидроагрегата, состоящие из радиально-осевой турбины и вертикального генератора трехфазного тока напряжением 6,3 кВ.

Самгорские гидроэлектростанции подсоединены к энергосистеме Грузии по следующей схеме: Марткобская ГЭС трехкилометровой линией электропередачи напряжением 35 кВ соединена с Сацхенисской. Сацхенисская ГЭС двухцепной линией напряжением 35 кВ соединена с Навтлугской подстанцией. С этой подстанцией соединена и Тетрихевская ГЭС.

Длина линии электропередачи на участке Сацхенисская ГЭС—Тетрихевская ГЭС 12 км, а линии Тетрихевская ГЭС—Навтлугская подстанция — 5 км.

АВТОМАТИЗАЦИЯ САМГОРСКИХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Все три Самгорские гидроэлектростанции полностью автоматизированы, и каждая из них работает независимо в соответствии с режимом водотока. Выработка электроэнергии Самгорскими ГЭС за годы эксплуатации представлена на рис. 2-64.

Для каждой станции установлено дежурство одного человека на дому в смену. Об аварии или других каких-либо неполадках дежурному сообщает специальная сигнализация станции, оборудованная у него дома.

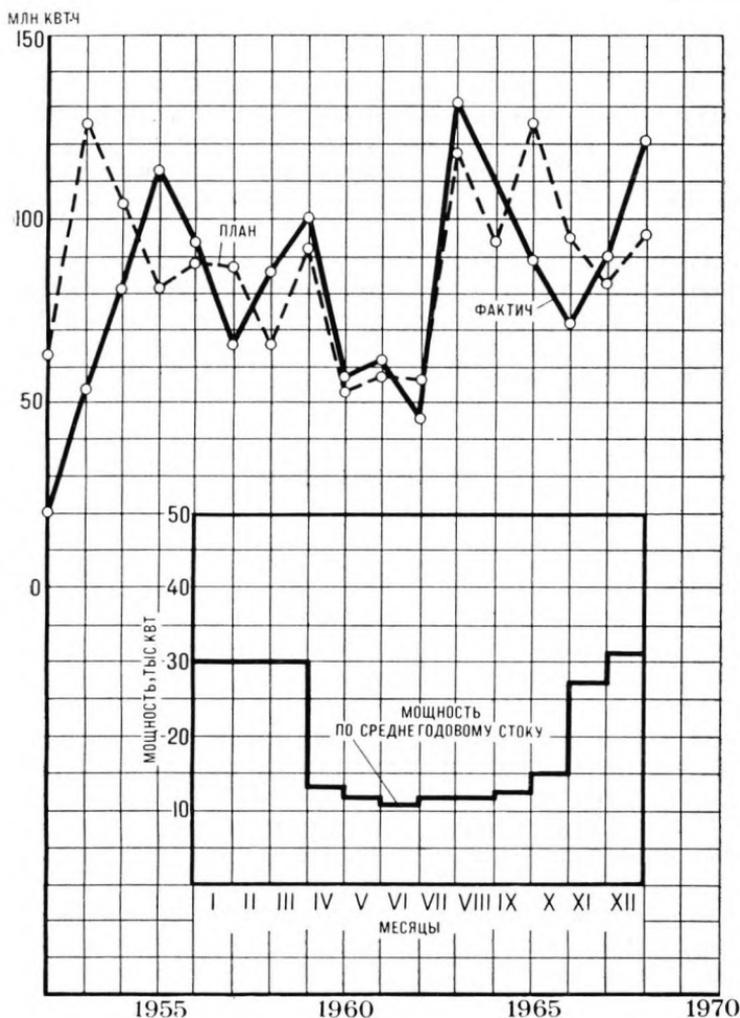


Рис. 2-64. Выработка электроэнергии Самгорскими ГЭС за годы эксплуатации.

На головном узле Палдо автоматизированы: измерение уровня воды верхнего бьефа и сигнализация предельных уровней бьефа; регулирование пропуска через головные сооружения излишней воды реки и поддержания постоянного уровня верхнего бьефа; сигнализация ненормальности на головном узле.

На напорном узле автоматизированы: измерение уровня напорного бассейна и сигнализации предельных уровней; сигнализация засорения частых решеток; сигнализация ненормальности на напорном узле. Кроме того, на водотоке установлен оператор (датчик).

На силовом узле агрегаты автоматизированы полностью: пуск и остановка, перевод агрегата с генераторного в компенсаторный режим и обратно. Автоматизированы основные элементы гидромеханической части агрегата. Маслонапорная установка системы регулирования автоматизирована полностью.

Для автоматического регулирования мощности ГЭС на напорном узле установлен регулятор по водотоку, воздействующий на агрегаты.

Предусмотрены автоматическое включение резервного трансформатора для обеспечения бесперебойного питания собственных нужд, а также предупредительная и аварийная сигнализация, обеспечивающая четкое оповещение дежурного об авариях и неисправностях во всех элементах станции.

САМГОРСКИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Одновременная эксплуатация Самгорских гидроэлектростанций и Верхне-Самгорской оросительной системы ведется нормально. Лишь верхний бьеф плотины Палдо заилился, и для поступления воды в водоприемник иногда появляется необходимость использования гидромониторов для очистки бьефа.

Кроме того, в длинных быстротоках Сацхениси и Тетрихеви имело место волнообразование, вызывавшее появление больших волн как в водобойных колодцах, так и в отводных каналах. Посредством специального устройства причины появления волн в быстротоках были ликвидированы, что привело к нормализации режима работы всех других узлов сооружений.

Дальнейшие исследования показали, что для предотвращения появления волн было бы достаточно заменить плоское дно быстротоков дном с овальным профилем. Осуществление такого мероприятия дало прекрасные результаты на быстротоке более сложного очертания и с большим расходом на Ткибульской ГЭС.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Весьма оригинальной следует считать комплексную схему Самгорских Верхней и Нижней оросительных систем и трех гидроэлектростанций с двумя регулирующими водохранилищами и весьма эффективным режимом работы. Сионское водохранилище — регулирующее, а Тбилиское — буферное. В вегетационный период Сионское водохранилище подает воду

сельскому хозяйству непосредственно в Самгорскую Нижнюю оросительную систему.

Подобным же образом Сионское водохранилище обслуживает 15 тыс. га земли, зависящих от верхнего магистрального канала Самгорской оросительной системы. Вода же, необходимая для полива 22 тыс. га земли, зависящих от Нижнего канала, накапливается зимой в Тбилиском водохранилище, а в вегетационный период посредством выходящего из него нижнего канала подается на орошаемые земли. Таким образом, построенные на Верхне-Самгорском оросительном канале три гидроэлектростанции большей частью работают в зимний период и дают энергосистеме Грузии необходимую регулируемую энергию.

Верхне-Самгорский магистральный канал богат искусственными сооружениями. Здесь можно встретить почти все виды гидротехнических сооружений — туннели, галереи, акведуки, дюкеры, мосты через канал, много типов облицовки канала. Это последнее обстоятельство вызвано сложностью и многообразием геологических условий.

ШАОРИ-ТКИБУЛЬСКИЙ КАСКАД ГЭС

Река Шаори (Дидичала, Шараула) — левый приток р. Риони и р. Ткибула — правый приток р. Квирила, являющийся в свою очередь левым притоком р. Риони, местами, протекает в сильно закарстованных известняках, проваливаются в карстовые воронки и появляются на поверхности в других местах.

Средний годовой расход р. Дидичала перед провалом ее в конце Шаорской котловины составляет 4,08 м/сек, а р. Ткибула — 3,25 м/сек. Водосборная площадь р. Дидичала до места провала составляет 126 км², а р. Ткибула — 91 км². Удельная мощность верховья р. Дидичала весьма низка — до 173 квт на 1 км длины, верховья р. Ткибулы — до 1000 квт/км, а участка в среднем течении — до 4 200 квт на 1 км длины.

Если направить сток р. Дидичала не по ее естественному течению, а перебросить его в расположенную поблизости р. Ткибула, отделенную Накеральским перевалом, то образуется перепад около 530 м, что представляет большой интерес для энергетического использования. В свою очередь объединенный сток р. Дидичала и р. Ткибула мог бы быть использован на участке с падением около 300 м, начиная от места поглощения р. Ткибула карстовыми воронками и кончая местом ее выхода на дневную поверхность на длине около 2 км. Таким образом, воды р. Дидичала, переброшенные в р. Ткибула, могут быть использованы на перепаде в 830 м, а воды р. Ткибула — на 300 м (рис. 2-65).

Однако наличие карстовых воронок на этих реках ставило под сомнение возможность использования Шаорской котловины

для создания водохранилища с целью переброски р. Дидичала в р. Ткибула.

Первые изыскания в Шаорской котловине, по которой протекала р. Дидичала, были начаты Управлением Закавказской железной дороги еще в 1924 г. Приглашенный сюда профессор Вельзер дал отрицательное заключение о возможности создания водохранилища на основании материалов изысканий и личного осмотра на месте. По его мнению устройство водохранилища в Шаорской котловине исключается, так как нет га-

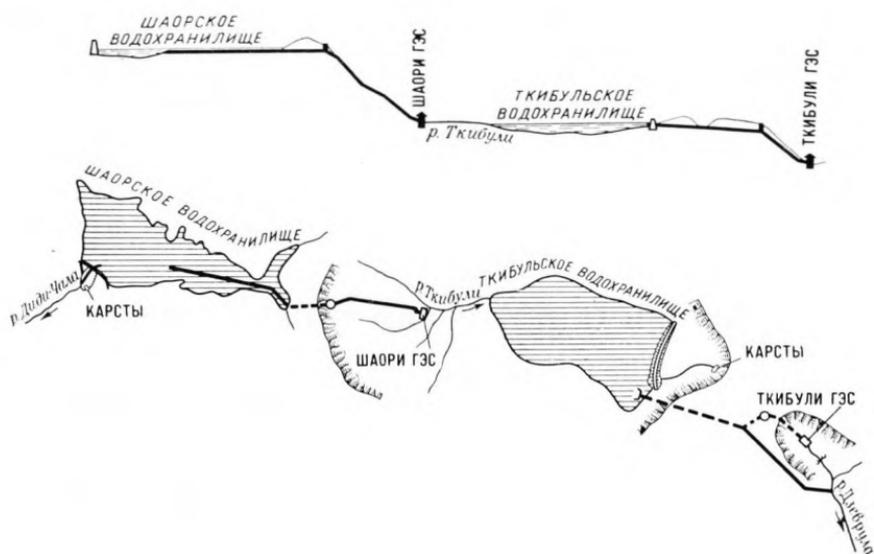


Рис. 2-65. Шаори-Ткибульский каскад гидроэлектростанций.

рантии, что вода будет удержана в водохранилище. Такое отрицательное заключение послужило причиной приостановления изыскательских работ в Шаорской котловине.

Любопытно отметить при этом, что в 1931 г. относительно Шаорской котловины возникла идея совершенно противоположного направления — был составлен проект осушения котловины с целью использования ее под сельскохозяйственные угодья. Однако в 1944 г. Тбилгидропроект, обосновал необходимость возобновления изыскательских работ в Шаорской котловине. Выполненные обширные инженерно-геологические изыскательские и научно-исследовательские работы доказывали, что при правильном выборе створа плотины возможно создать водохранилище.

Это решение позволило приступить в 1948 г. к строительству обеих ступеней каскада — Шаорской ГЭС и Ткибульской ГЭС, сданных в эксплуатацию соответственно в 1955 и 1956 гг.

В дальнейшем Тбилгидропроект составил схему энергетического использования участка нижнего течения р. Ткибула до впадения ее в р. Квирила. По этой схеме намечалась ниже Ткибульской ГЭС еще одна ступень—ДзевриГЭС. Однако, исходя из технико-экономических показателей, интерес к ней может возникнуть только в далекой перспективе.

Ниже приводится подробное описание обеих построенных ступеней Шаори-Ткибульского каскада.

2-12. Шаорская гидроэлектростанция

ОБЩАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ

Шаорская гидроэлектростанция является первой ступенью Шаори-Ткибульского каскада ГЭС.



Рис. 2-66. Схема сооружений Шаорской ГЭС.

На Шаорском плато в окрестностях с. Херга построена плотина, преграждающая доступ воды в карстовые воронки, в которых исчезает река. Плотина создает водохранилище годовичного регулирования. Подвод воды из водохранилища в сторону силового узла, расположенного в г. Ткибули, осуществляется напорным туннелем, прорезающим Накеральский хребет. Ввиду расположения водоприемника в противоположном от плотины конце чаши водохранилища для подвода расчетного расхода воды к туннелю при низких горизонтах в нем в дне водохранилища прорезан подводящий канал. В конце туннеля сооружена уравнивательная шахта, а за ней—подземное помещение дисковых затворов, откуда открытым напорным металлическим трубопроводом вода подводится к турбинам (рис. 2-66).

На станции установлено четыре гидрогенератора, каждый мощностью по 9 600 квт; среднегодовая выработка электроэнергии равна 138 млн. квт-ч; расчетный расход гидроэлектростанции— 10 м³/сек. В системе Грузглавэнерго станция работает зарегулированным режимом и использует установленную мощность в течение 3 тыс. ч в год.

На Шаорской ГЭС выполнены следующие объемы строительных работ (тыс. м³):

Выемка мягкого грунта.....	625
» скального грунта.....	195
Насыпь мягкого грунта.....	308
Бетон и железобетон.....	65
Каменные наброски, дренажи, фильтры . . .	322

Удельные объемы работ составили (м³):

земельно-скальных:	
на 1 уст. квт.....	26,7
на 1 квт-ч.....	0,0074
бетона и железобетона:	
на 1 уст. квт.....	1,65
на 1 квт-ч.....	0,00047

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1961 г. 17,31 млн. руб., капиталовложения в энергетику 16,4 млн. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. квт 411 руб., на 1 квт-ч 11 коп.

Основные параметры Шаорской ГЭС следующие:

Год ввода в эксплуатацию	И очереди.....	1955
То же, II очереди.....		1959
Объем водохранилища, млн. м ³ :		
полезный.....		87
полный.....		90
Характер регулирования.....		Годовой
Расчетный расход деривации, м ³ /сек.....		10
Расчетный максимальный сбросной расход через сооружения, м ³ /сек.....		
		149
Напоры, м:		
максимальный.....		528
расчетный.....		478
минимальный.....		461,67
Мощность, квт:		
полная установленная.....		38 400
максимальная рабочая.....		40 000
Кэффициент использования водотока.....		1,0
Кэффициент использования установленной мощности.....		0,46
Выработка в средний по водности год, млн. квт-ч.....		
		138
Число часов использования установленной мощности.....		
		4 010
Удельный расход воды на 1 Мвт, м ³ /сек.....		0,298
Параметры турбины:		
тип.....		Вертикально-струйно-ковшовая
завод-изготовитель.....		«Сан-Джорджио» (Италия)
мощность, квт.....		10 000
скорость вращения, об/мин.....		600
максимальный к. п. д., %		88
расчетный расход, м ³ /сек.....		2,45

Параметры генератора:	
тип.....	QS 1910 ASEA
завод-изготовитель	(Швеция)
мощность, <i>квт</i>	9 600
напряжение, <i>кв</i>	10,5
ток, <i>а</i>	660

ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

В комплекс гидротехнических сооружений Шаорской ГЭС входят (рис. 2-67):

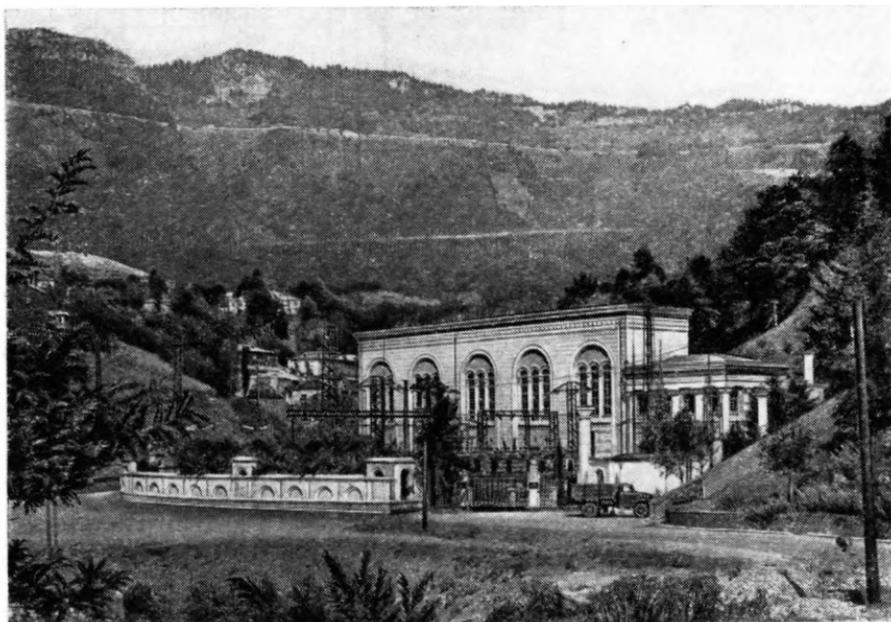


Рис. 2-67. Общий вид Шаорской ГЭС.

плотина из каменной наброски с глиняным экраном. Ее длина по гребню 1210 м, а максимальная высота 11,5 м. На расстоянии одной трети длины плотины от правого берега реки устроен донный водовыпуск, рассчитанный на пропуск 20 м³/сек. Поверхностный холостой водосброс с расчетным расходом 30 м³/сек располагается у правого берега реки. Перемычка из суглинков, предусмотренная для обеспечения отвода реки в период строительства, впоследствии была включена в тело плотины и заменила глиняный экран;

подводящий канал, прорезанный по дну чаши длиной 3 706 м и максимальной глубиной выемки около 5 м;

водоприемник, обеспечивающий пропуск расчетного расхода воды в размере $10 \text{ м}^3/\text{сек}$, расположен в скальных известняковых породах. Оборудование водоприемника состоит из рабочего и ремонтного затворов и корзинчатой мелкой решетки;

напорный деривационный туннель длиной до уравнильной шахты $1\,273 \text{ м}$ диаметром в свету $1,8 \text{ м}$. В туннеле проложен также металлический трубопровод диаметром в 30 см для снабжения водой г. Ткибули и предприятий Грузугля;

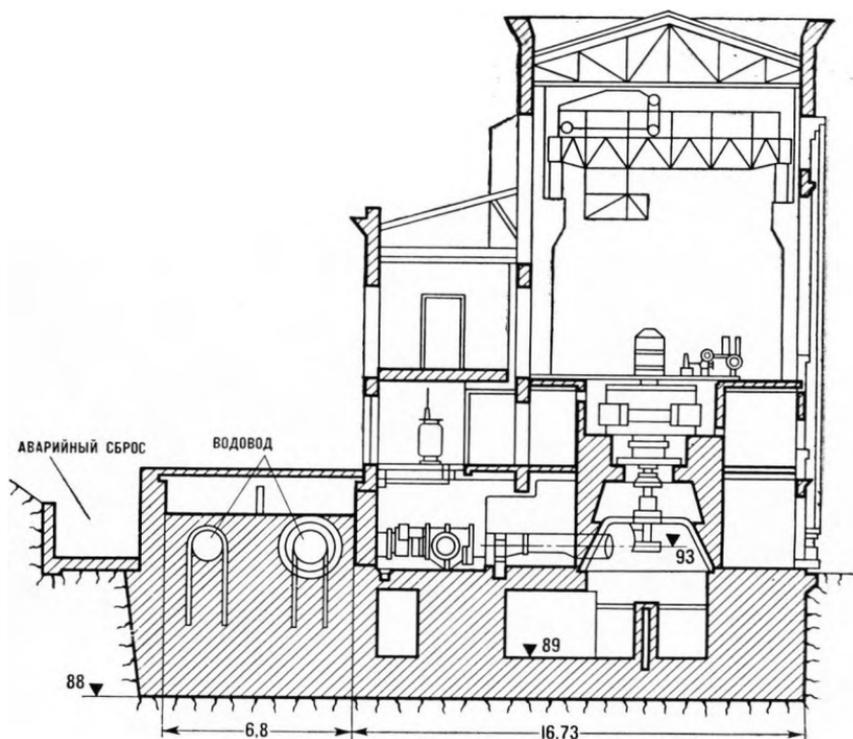


Рис. 2-68. Разрез по зданию Шаорской ГЭС.

Уравнильная шахта диаметром $2,3 \text{ м}$ и высотой 44 м имеет верхнюю и нижнюю камеры. Для предотвращения фильтрации вертикальный стояк шахты покрыт металлической рубашкой толщиной 8 мм . В нижней камере в переходном участке от туннеля к шахте и соединительном туннеле до помещения дроссельных затворов устроена гидроизоляция, прикрываемая торкретом на металлической сетке;

подземное помещение дисковых затворов, расположенное на расстоянии 70 м от оси уравнильной шахты, оборудовано двумя затворами диаметром каждый $1,4 \text{ м}$;

двухниточный металлический напорный турбинный трубопровод, диаметр каждой нитки которого $1,40\text{—}1,05 \text{ м}$, начина-

ется развилкой у помещения затворов и на протяжении 33 м до склона проложен в галерее диаметром 5,4 м. Каждая нитка трубопровода общей длиной 2 895 м покоится на 27 анкерных опорах. За последней анкерной опорой расположен горизонтальный коллекторный участок трубопровода, имеющий четыре отвода диаметром по 0,7 м к четырем турбинам;

машинное здание ГЭС с четырьмя гидроагрегатами (рис. 2-68, 2-69). Со стороны верхнего бьефа к монтажной площадке примыкает пристройка, в которой расположено закрытое распределительное устройство. Главный щит управления расположен в торцевой пристройке со стороны монтажной площадки;

открытая повысительная подстанция 35/110 кВ расположена перед зданием гидроэлектростанции.

ГИДРОСИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

На Шаорской гидроэлектростанции установлены четыре агрегата с двухсопловыми ковшовыми турбинами (рис. 2-69). Турбины имеют цельнолитые рабочие колеса, отклонители струй и сопла с иглами и насадками из нержавеющей стали. Управление турбинами производится при помощи автоматических регуляторов скорости с гидродинамическими маятниками, управляемыми посредством педельмоторов. Каждая турбина снабжена тормозным соплом и отдельным аварийным сервомотором, воздействующим на отклонитель струи. Перед каждой турбиной установлен шаровой затвор диаметром 700 мм, управляемый масляным сервомотором, получающим масло от масляной системы регулятора скорости.

Разгонное число оборотов турбины составляет 1 150 при максимальном статическом напоре 538 м.

Повышение давления в трубопроводе может регулироваться в широких пределах, так как время открытия и закрытия сопл может быть установлено в пределах 10—30 сек. Например, при сбросе полной мощности агрегатов и времени закрытия сопл 25 сек повышение давления составит 15% от статического напора. Напорный трубопровод рассчитан на повышение давления до 20%, исходя из величины вторичной волны гидравлического удара при частичных набросах.

Напорный турбинный трубопровод начинается развилкой на две нитки. Входной диаметр развилки 1,8 м, а выходной 1,4 м. После развилки на каждой нитке установлены два дисковых затвора. Первый по течению затвор является ремонтным и снабжен ручным приводом. Второй затвор аварийный с автоматическим гравитационным приводом. Импульс на закрытие аварийного затвора дается скоростным реле, установленным в трубопроводе, при увеличении скорости течения воды на 25% сверх нормальной (нормальная же скорость

соответствует работе двух агрегатов при полной мощности). Кроме того, закрытие аварийного затвора можно осуществить дистанционно с пульта управления.

Наполнение трубопровода производится через байпас с задвижкой диаметром 200 мм, управляемый также дистанционно.

Напорный трубопровод имеет переменный диаметр от 1,4 до 1,05 м и переменную толщину стенки от 9 до 32 мм. Анкерные опоры трубопровода полуоткрытого типа. Каждый участок

трубопровода между анкерными опорами снабжен сальниковым компенсатором. Промежуточные опоры катковые.

У начала коллекторного участка на трубопроводе установлен шаровой затвор диаметром 1,05 м, управление которым производится при помощи масляного сервомотора. Подача импульса закрытия или открытия производится вручную.

Перед входом в водоприемник установлен рабочий плоский колесный затвор (1,8X2,1 м), корзинообразная мелкая решетка (3,8 X 4,0 м) и ремонтный плоский колесный затвор (3,8 X 4,0 м).

Пазы ремонтного затвора используются для установки дополнительной

мелкой решетки, предохраняющей деривацию от попадания посторонних предметов во время очистки корзинообразной решетки. Ремонтный затвор и дополнительная мелкая решетка обслуживаются тросовым подъемным механизмом с электроприводом грузоподъемностью 6,0 Т. Для заполнения пространства между рабочими и ремонтными затворами водой на последнем предусмотрен перепускной щиток, управляемый сверху.

Корзинообразная решетка подвешена на пластинчатых цепях к электрическому подъемному механизму грузоподъемностью 15 Т. Рабочий затвор обслуживается электрическим подъемником грузоподъемностью в 35 Т. Все механизмы снабжены также ручным приводом и необходимыми блокировками.

Аварийный сброс в здании ГЭС (см. рис. 2-68) оборудован рабочим затвором (1,7X2,3 м), ремонтным затвором (3,0X

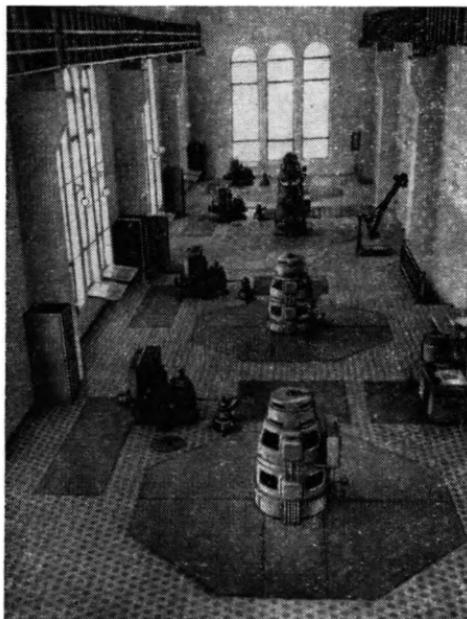


Рис. 2-69. Машинный зал Шаорской ГЭС.

Х3,0 м) и грубой решеткой таких же размеров. Рабочий затвор обслуживается цепным электроподъемным механизмом грузоподъемностью 35 Т, а решетка и ремонтный затвор — тросовым подъемником грузоподъемностью 6 Т с электрическим приводом. Оба подъемных механизма имеют ручной привод и необходимую блокировку. Заполнение водой пространства между рабочим и ремонтным затворами производится перепускной задвижкой, управляемой с отметки нижнего мостика.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Главная схема электрических соединений предусматривает соединение с энергосистемой на напряжениях 35 кВ и 110 кВ.

Схема электрических соединений гидроэлектростанции такова; четыре генератора работают на одинарную систему сборных шин 10,5 кВ, от которой получают питание силовые трансформаторы мощностью в 48 тыс. кВА, два трансформатора собственных нужд, каждый мощностью в 560 кВА и два 10,5 кВ резервных фидера.

Сборные шины 10,5 кВ выполнены секционированными через силовые выключатели и разъединители. С первой секцией соединены два генератора, повысительный трансформатор, один трансформатор собственных нужд и один фидер, со второй — второй трансформатор собственных нужд, один фидер (10,5 кВ), два генератора и силовой трансформатор.

На стороне 38,5 кВ оборудована одиночная система сборных шин, к которым присоединяются силовые трансформаторы и две линии электропередачи Шаорская ГЭС — Рионская ГЭС и Шаорская ГЭС — Ткибульская подстанция.

Связь Шаорской ГЭС с энергосистемой Грузглавэнерго осуществляется на напряжении 35 кВ путем врезки в существующую линию электропередачи Рионская ГЭС — Ткибульская подстанция. Эта связь на напряжении 110 кВ осуществляется посредством одноцепной линии электропередачи 110 кВ Шаорская ГЭС — Ткибульская ГЭС. Последняя соединяется с энергосистемой на подстанции Зестафони.

Генераторы и вспомогательное оборудование к ним расположены во втором этаже машинного здания. Электрораспределительное устройство 10,5 кВ размещено в продольной пристройке к машинному зданию со стороны верхнего бьефа над помещением затворов турбин и занимает два этажа. Центральный пульт управления ГЭС находится в торцевой пристройке, примыкающей к монтажной площадке. В центральном пульте управления расположены главные щиты управления, щиты релейной защиты, сигнализации и собственных нужд.

В торцевой трехэтажной пристройке находятся аккумуляторная, электромеханическая мастерская, помещение для кабелей и лаборатория. В пристройке расположены также подсобные помещения: связи, телемеханики и др.

Распределительное устройство 38,5 кВ открытого типа расположено на площадке, находящейся со стороны нижнего бьефа у здания ГЭС. На этой же площадке расположено также распределительное устройство напряжения 110 кВ.

Закрытое комплексное распределительное устройство 10,5 кВ расположено следующим образом: в первом этаже размещены выводы генераторов, трансформаторы собственных нужд (каждый в 560 кВа), трансформаторы напряжения генераторов и ли-

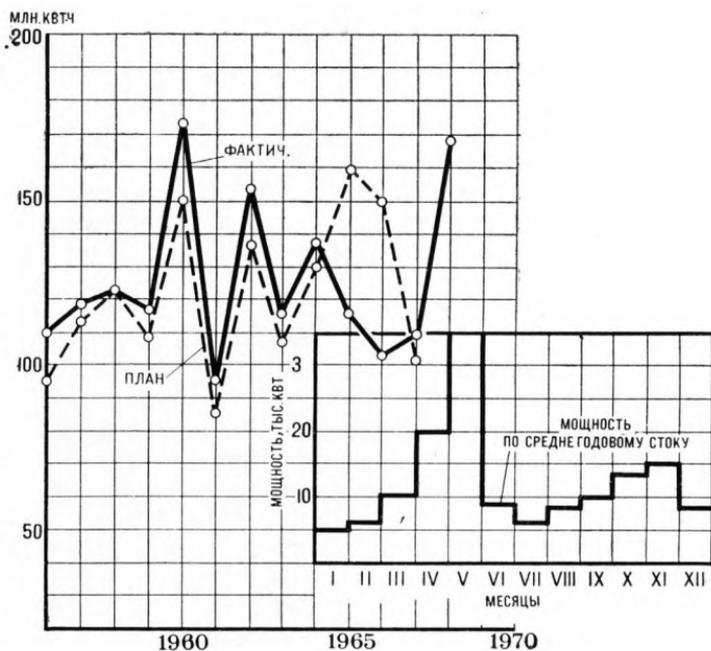


Рис. 2-70. Выработка энергии Шаорской гидроэлектростанции за годы эксплуатации.

нейные разъединители линии 10 кВ. На втором этаже расположены масляные выключатели и разъединители генераторов, трансформаторов и фидеров, трансформаторы напряжения 10 кВ и шины 10 кВ.

На открытом распределительном устройстве установлены следующее оборудование и аппаратура: силовые однофазные трехмоточные трансформаторы мощностью 8 000 кВа каждой фазы, масляные выключатели, разъединители, трансформаторы напряжения, трансформаторы тока и разрядники.

На Шаорской гидроэлектростанции применяется автоматика и телемеханика. Здесь осуществлены следующие виды автоматического управления:

автоматический пуск и остановка агрегатов; автоматическое взаиморезервирование маслопроводов системы регулирования

и управления турбиной; автоматический пуск и взаиморезервирование насосов охлаждающей воды генераторов; автоматический ввод резервного трансформатора (АВР) собственных нужд; автоматическое закрытие аварийного дискового затвора, когда расход воды в напорном трубопроводе чрезмерно повышается; автоматическая остановка агрегатов при повышении температуры пяты и подшипников, снижении давления в системе регулирования и повышения оборотов агрегатов; автоматическое регулирование напряжения на щитах оперативного постоянного тока; автоматическая синхронизация линейных масляных выключателей.

С точки зрения внутростанционной автоматизации на Шаорской ГЭС осуществлены следующие мероприятия: измерение уровня воды в водохранилище и перепада уровней у грубых и корзинообразных решеток; управление и сигнализация положения аварийного дискового затвора с главного щита управления станции.

В части системной телемеханизации на Шаорской ГЭС производится телеизмерение суммарной активной мощности станции, суммарной реактивной мощности, уровня верхнего бьефа и напряжения на шинах 35 кВ. Все эти измерения производятся по вызову центрального диспетчерского пункта в Тбилиси. Кроме того, предусмотрена передача сигнала «авария на станции». Дежурный персонал переведен на дежурство на дому — контроль за основными параметрами станции и установок производится дистанционно.

Выработка гидроэлектростанции за годы эксплуатации представлена графиком на рис. 2-70.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Рабочее колесо турбины фирма «Сан-Джорджио» изготовила для первой очереди гидроэлектростанции из углеродистой стали. За короткий срок эксплуатации станции у соединений дисков с ковшами гидротурбин появились трещины и поверхность ковшей в результате сильной кавитации почти полностью разрушилась. Таким образом, рабочее колесо, изготовленное из углеродистой стали оказалось непригодным для эксплуатации. В дальнейшем фирма «Сан-Джорджио» заменила их на рабочие колеса из нержавеющей стали. Они и сейчас находятся в эксплуатации, однако в местах соединения ковшей с диском вновь появились трещины и необходима замена рабочих колес.

Нельзя не отметить одно весьма неприятное обстоятельство, имевшее место в водохранилище Шаорской гидроэлектростанции. До заполнения чаши водохранилища необходимо было ее очистить от деревьев и кустарников. К сожалению, эта работа не была выполнена, и под водой оказалось большое количество

деревьев и кустарников, что значительно ограничило использование водохранилища для спортивных целей и рыбозаведения.

2-13. Ткибульская гидроэлектростанция

ОБЩАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ

Ткибульская гидроэлектростанция является второй ступенью Шаори-Ткибульского каскада. Строительство гидроэлектростанции начало в 1950 г. Министерство угольной промышлен-



Рис. 2-71. Схема сооружений Ткибульской ГЭС.

ности СССР, а в июне 1952 г. оно было передано Министерству электростанций СССР.

Общая схема Ткибульской гидроэлектростанции следующая (рис. 2-71).

Зарегулированная вода из Шаорского водохранилища попадает в турбины Шаорской ГЭС и затем в р. Ткибула, на которой сооружена земляная плотина (на Ахалсопельском плато), создающая Ткибульское водохранилище. Эта земляная плотина преградила путь воде, которая до этого текла в сторону карстовой воронки и пропадала в ней. Плотина создает водохранилище, общий объем которого равен 82 млн. м³. Забор воды из водохранилища осуществляется посредством водоприемника, расположенного вблизи правобережной части плотины. По горизонтальному водоводу, наклонной шахте и двум напорным деривационным туннелям, между которыми имеется короткий водовод, вода направляется к напорному узлу станции.

В конце напорной деривации возведена однокамерная уравнивательная шахта, к нижней части стояка которой непосред-

венно подсоединен наклонный туннель с одноплощадным свободноположающим в нем металлическим турбинным напорным трубопроводом. У здания ГЭС он разветвляется на 4 нитки, которые подводят воду к четырем турбинам. Здание ГЭС расположено у истоков р. Дзеврула на Дзеврском плато.

Первый агрегат был сдан в эксплуатацию в ноябре 1956 г., а последний — в декабре того же года.

Объемы выполненных строительных работ (тыс. м³):

Выемка мягкого грунта.....	556
Выемка скального грунта.....	559
Насыпь мягкого грунта.....	1342
Бетон и железобетон.....	108
Каменные наброски, дренажи, фильтры.....	165

Удельные объемы строительных работ следующие (м³):

земельно-скальных работ:	
на 1 уст. квт.....	32,8
» 1 квт-ч.....	0,00187
бетона и железобетона:	
на 1 уст. квт.....	1,35
» 1 квт-ч.....	0,00077

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1961 г. 23,80 млн. руб., капиталовложения в энергетику 22,0 млн. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. квт 277 руб., на 1 квт-ч 15,9 коп.

Основные параметры Ткибульской ГЭС следующие:

Объем водохранилища, млн. м ³	
полный.....	82
полезный.....	66
Характер регулирования.....	Годичный
Расчетный расход деривации, м ³ /сек.....	34
Расчетный максимальный сбросной расход через сооружения, м ³ /сек.....	75
Напоры, м:	
максимальный.....	311,20
расчетный.....	293,10
минимальный.....	286,15
Мощность, квт:	
полная установленная.....	80 000
максимальная рабочая.....	80 000
Коэффициент использования водотока.....	1,0
Коэффициент использования установленной мощности.....	0,23
Выработка в средний по водности год. млн. квт-ч.....	
квт-ч.....	140
Число часов использования установленной мощности, ч.....	1985
Удельный расход воды на 1 Мвт, м ³ /сек... ..	0,465
Параметры турбины:	
тип.....	Вертикальная радиально-осевая
завод-изготовитель.....	«Фойт» (Австрия)

мощность, <i>квт</i>	21 000
скорость вращения, <i>об/мин</i>	600
расчетный расход, <i>м³/сек.</i>	8,5
Параметры генератора:	
тип.....	Вертикальный
завод-изготовитель	«Симменс-Шуккерт» (Австрия)
мощность, <i>квт</i>	20 000
напряжение, <i>кв</i>	10,5
ток, <i>а</i>	1 375

ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

Земляная плотина длиной 1 605 м на пойменном участке состоит из двух частей. В нижней левобережной части высотой от 0 до 11,5 м тело плотины отсыпано из суглинков с защитным слоем в виде наброски из рваного камня. В более высокой пойменной части, примыкающей к русловой части, где максимальная высота плотины 36,0 м, тело плотины возведено из раздробленного известняка, прикрытого суглинистым экраном, с пригрузкой из раздробленного известняка и рваного камня.

Правобережное примыкание плотины осуществлено целиком из суглинков с железобетонной диафрагмой по основанию, которая тянется также под передним суглинистым зубом плотины на участке скального основания. Под железобетонной диафрагмой устроена цементационная завеса. На протяжении русловой части, где скальное основание сменяется суглинисто-гравелистым грунтом, под передним зубом плотины забит металлический шпунт глубиной 14,0 м. На этом же протяжении устроены как наружный, так и внутренний суглинистые по-нуры, прикрытые снаружи наброской из рваного камня.

Водоприемник обеспечивает забор деривацией расчетного расхода 34 м³/сек при минимальных рабочих уровнях воды в водохранилище. Водоприемник имеет два входных отверстия, разделенных бычком размером 5,0X4,7 м и перекрываемых плоским ремонтным затвором. За каждым из затворов расположена корзинообразная решетка. За бычком сечение водоприемника уменьшается и плавно переходит в круглое сечение диаметром 2,4 м, осуществленное в виде металлической трубы с дисковым затвором на ней. Последний представляет собой основной рабочий затвор водоприемника. Сечение трубы за дисковым затвором увеличивается до 3,5 м, что соответствует диаметру горизонтального водовода, примыкающего к водоприемнику.

Железобетонный водовод на горизонтальном участке за водоприемником имеет внутренний диаметр 3,50 м, длину 32 м. За водоводом следует 48-метровая наклонная шахта того же диаметра, соединяющаяся с напорным деривационным туннелем № 1. Шахта имеет железобетонную обделку.

Напорный деривационный туннель № 1 начинается от наклонной шахты и имеет диаметр в свету 3,5 м, длину 1 342 м. Обделка туннеля выполнена разных типов в зависимости от крепости породы. Приняты четыре типа обделки. Один тип облицовки с бетонным кольцом 30 см, покрытым железоторкретной рубашкой толщиной 6 см; остальные — с железобетонной обделкой толщиной 70, 80 и 85 см, покрытые торкретной рубашкой толщиной 2 см.

Железобетонный водовод является продолжением деривационного туннеля № 1 и служит как бы вставкой между туннелями № 1 и 2. Диаметр трубы водовода такой же, что и у деривационных туннелей, длина его 64 м, толщина железобетонного кольца 80 см при двухсантиметровом слое торкрета. В железобетонной трубе оставлено отверстие с металлическими воротами. Для защиты от температурных воздействий водовод засыпан слоем грунта в 85 см.

Деривационный туннель № 2 от железобетонного водовода до уравнильной шахты имеет длину 816,6 м. Этот туннель построен с такой же обделкой, как и туннель № 1.

Сбросной туннель, внутренний диаметр которого 3,5 м, а длина 130 м, облицован аналогично туннелям № 1 и 2.

Для возведения плотины в русле р. Ткибула было принято решение использовать в качестве обводного туннеля деривационный туннель № 1, водовод и часть туннеля № 2, от которого в виде ответвления отходит сбросной туннель. В конце сбросного туннеля установлен конусный затвор, с помощью которого регулируется выпуск воды через сброс в период эксплуатации станции.

Холостой водосброс длиной 1 500 м начинается от выходного портала сбросного туннеля, где установлен конусный затвор, и представляет собой быстроток трапецидального сечения. Быстроток по всей длине облицован бетоном. Местами бетон покрыт слоем железоторкрета 6 см.

На этом быстротоке впервые вместо общепринятого плоского дна было применено дно вогнутой формы. Такое очертание быстротока исключило появление на нем волн, что часто имеет место в таких сооружениях и нередко оказывает разрушительное действие на них.

Уравнильная шахта диаметром 4,32 м, высотой над осью деривационного туннеля до выхода на дневную поверхность 65,5 м облицована железобетоном; для предотвращения фильтрации она от низа до верховой камеры покрыта металлической рубашкой. Верхняя камера уравнильной шахты расположена на высоте 47 м от оси деривационного туннеля по обе стороны от стояка.

Напорный металлический турбинный водовод односторонний, примыкает к стояку уравнильной шахты и свободно проложен в наклонном туннеле. Длина наклонного участка

трубопровода 534,5 м. В начале трубопровод заделан у стояка уравнивательной шахты, а ниже расположены еще четыре анкерные опоры; промежуточные опоры расположены через 16 м. Внутренний диаметр трубопровода на наклонном участке меняется от 3,2 до 2,8 м. Нижний горизонтальный участок трубопровода уложен также свободно в туннеле, имеет длину 130 м и внутренний диаметр 2,8 м.

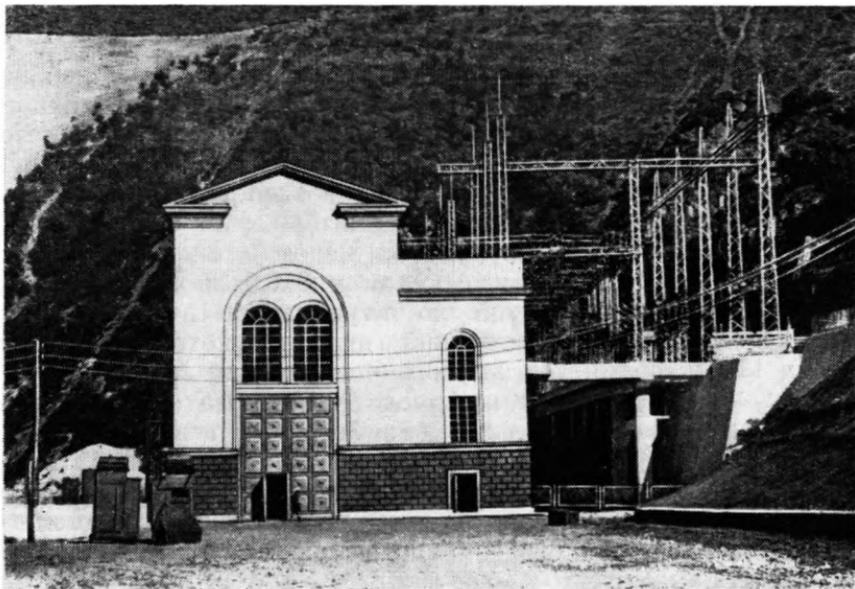


Рис. 2-72. Здание Ткибульской ГЭС.

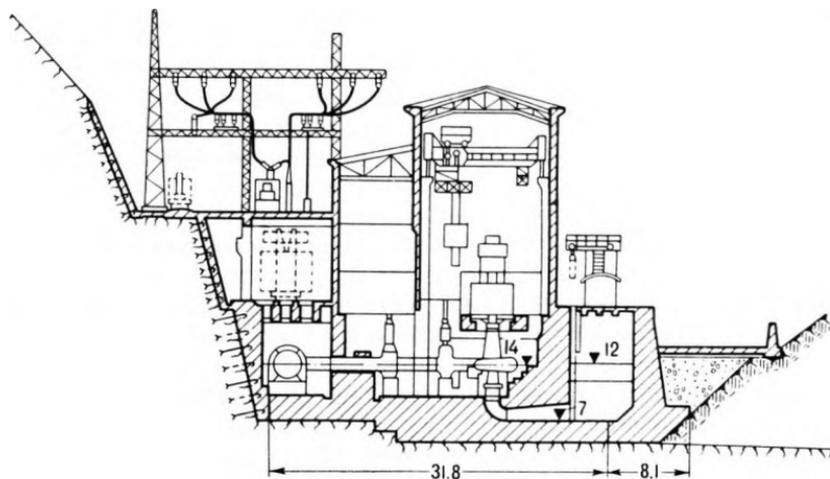


Рис. 2-73. Разрез по зданию Ткибульской ГЭС.

В конце горизонтального участка к туннелю напорного трубопровода примыкает под углом туннель аварийного сброса, через который в случае разрыва трубопровода вода может быть сброшена в русло р. Дзеврула. После места примыкания аварийного сброса турбинный трубопровод заделан в бетон и посредством наклонного участка длиной 56 м подсоединяется к коллекторному участку, где диаметр его меняется от 2,3 до 1,5 м.

Здание гидроэлектростанции (рис. 2-72, 2-73) состоит из машинного отделения, монтажной площадки и продольной пристройки, в которой расположено закрытое распределительное устройство. С турбинным помещением граничит помещение коллекторного участка напорного трубопровода, на перекрытии которого установлены силовые трансформаторы. Под монтажной площадкой установлены игольчатые затворы, служащие для опорожнения трубопровода.

Отводящий канал расположен параллельно продольной оси машинного здания ГЭС. Канал имеет железобетонное перекрытие для провоза по нему трансформаторов с площадки над помещением коллекторного участка трубопровода на монтажную площадку. В конце отводящего канала имеется водослив, за которым отводящий канал переходит непосредственно в русло реки. В отводящее русло выведена также труба аварийного сброса из здания ГЭС.

Открытое распределительное устройство расположено вдоль продольной пристройки с нагорной стороны.

ГИДРОСИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Как отмечалось выше, Ткибульская ГЭС является станцией с годичным регулированием. Станция в зависимости от водности года может останавливаться полностью на 2—3 месяца.

На Ткибульской гидроэлектростанции установлены четыре гидроагрегата с вертикальными радиально-осевыми турбинами (рис. 2-74).

При расчетном напоре 293,1 м турбина развивает мощность в 21 000 квт.

Рабочие колеса турбин выполнены из нержавеющей стали, а конус всасывающей трубы разъемный, что дает возможность вынимать рабочее колесо снизу. Управление турбинами производится автоматическими регуляторами скорости с маятниками, управляемыми пендель-генераторами. Каждый регулятор снабжен устройством для автоматической и дистанционной аварийной остановки турбины, устройством для изменения числа оборотов, ограничителем открытия и устройством для изменения степени неравномерности в пределах от 0 до 6%.

Перед каждой турбиной установлены по две шиберные задвижки диаметром в свету 1 100 мм. Шибер приводится в дей-

ствие от сервомотора, в который подается вода из напорного турбинного трубопровода. Для разгрузки шибера перед открытием имеется байпас.

Выходные отверстия отсасывающих труб и камер регуляторов давления закрываются скользящими ремонтными затворами. Аналогичными затворами закрываются и выходные от-

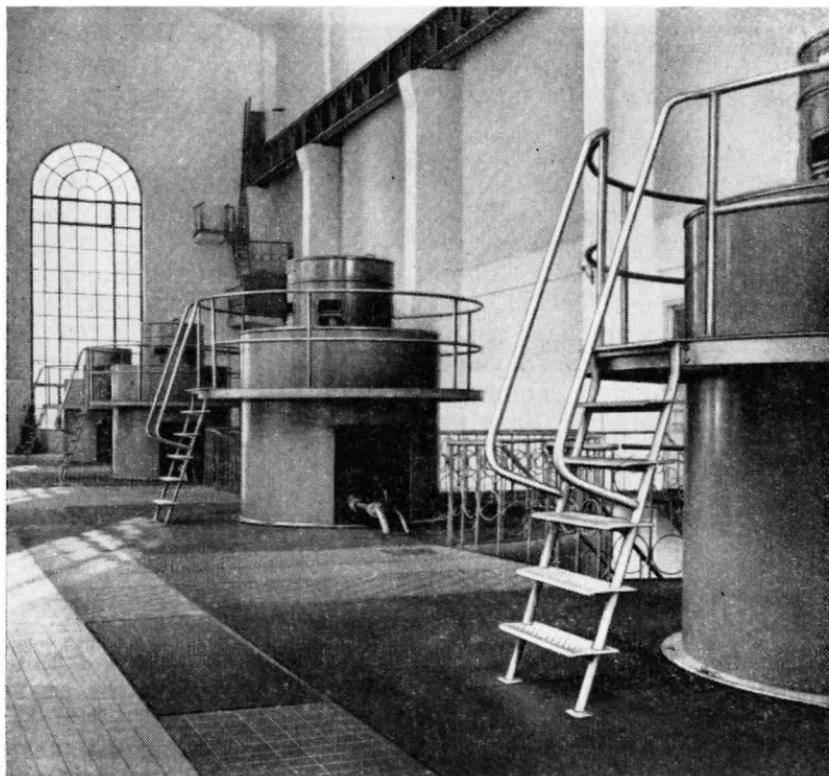


Рис. 2-74. Машинный зал Ткибульской ГЭС.

верстия камеры игольчатых затворов. Затворы обслуживаются козловым краном грузоподъемностью 10 Т.

Откачка воды из отсасывающих труб и камер регуляторов давления производится вертикальными насосами производительностью в 170 м³/ч.

Воздухоохладители генераторов питаются центробежными насосами, по одному насосу на каждый генератор. Кроме того, установлен один резервный насос, общий для всех генераторов с ручным подсоединением.

Перед входом в водоприемник установлены два плоских колесных рементных затвора и две корзинчатые мелкие решетки.

Затворы и решетки обслуживаются электрическим порталным краном.

Сброс воды в быстроток осуществляется через конусный затвор с ручным управлением.

Рабочим органом закрытия входа в деривационный туннель является дисковый затвор диаметром 2 400 мм. Затвор выполнен из стального литья и приводится в движение электромотором. Предусмотрен также ручной привод. Для заполнения деривации имеется байпас диаметром 300 мм.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Ткибульская ГЭС подсоединяется к энергосистеме посредством двух параллельных 110 кВ линий электропередачи, которые связывают Шаори-Ткибульский каскад с системой Грузглавэнерго на подстанции Зестафони. Кроме того, линиями электропередачи такого же напряжения она соединена с Чиатура и Шаорской ГЭС. Линия электропередачи Ткибули — Зестафони двухцепная на металлических опорах.

Из установленных на станции четырех генераторов каждые два генератора работают на один повышающий трансформатор. Для этого применены отдельные одиночные изолированные друг от друга системы генераторных шин 10,5 кВ, к которым генераторы подсоединены через выключатели, а повышающие трансформаторы через разъединители.

К этим же шинам присоединены по одному трансформатору собственных нужд мощностью 560 кВА, по одному трехфазному трансформатору напряжения и одному комплекту разрядников для вращающихся машин.

Подстанция 110 кВ имеет двойную систему шин, к которым присоединены межшинный выключатель, два трехфазных силовых трансформатора мощностью в 60 тыс. кВА и отходящие линии.

Внестанционные узлы, головные сооружения, жилой поселок и район питаются от комплектного распределительного устройства 10,5 кВ собственных нужд ГЭС, которое получает питание через третий трансформатор 560 кВА собственных нужд станции. Все линии 10 кВ воздушные с кабельными выводами. Таким образом, как сама ГЭС, так и потребители за ее пределами имеют двустороннее питание.

Так как весь станционный узел располагается в сильно стесненном глубоком ущелье, поэтому все электрические сооружения располагаются в основном вдоль подъездной дороги. К машинному зданию станции дорога подходит со стороны ее торца, где расположена монтажная площадка.

Все внутренние электрические устройства станции размещены в трехэтажной продольной пристройке к машинному зданию, расположенному над помещением затворов. У продольной

пристройки открыто стоят главные трансформаторы и трансформаторы собственных нужд станции.

Вдоль фронта трансформаторов примерно на 9 м выше площадки трансформаторов расположена подстанция 110 кВ высокого типа. Открытое распределительное устройство занимает настолько стесненную площадку, что для установки опор металлических конструкций использованы даже стены продольной пристройки.

С противоположной от трансформаторов стороны открытой подстанции выводятся три линии 110 кВ. Подстанция связана со станцией лестницей.

Открытая подстанция высокого типа, ступенчатая с двойной системой шин. На первой ступени у здания ГЭС стоят главные трехфазные силовые трансформаторы мощностью в 60 тыс. кВА, связанные с закрытым распределительным устройством шинными мостами. На этой же ступени установлены трансформаторы собственных нужд.

В первом этаже продольной пристройки расположены: комплектное распределительное устройство собственных нужд станции (КРУ 10,5 кВ), трансформаторы напряжения фазовых выводов генераторов, подщитовое помещение и мастерские. На втором этаже: щитовое помещение и распределительное устройство генераторного напряжения 10,5 кВ. Здесь же находится комната дежурного инженера.

Распределительное устройство 10 кВ состоит из двух самостоятельных секций, расположенных с обеих сторон щитового помещения. На этом же этаже установлены выключатели, трансформаторы напряжения и разрядники. Каждая секция состоит из четырех ячеек.

Связь с главными силовыми трансформаторами на стороне 10,5 кВ осуществляется голыми шинами при помощи шинного моста со второго этажа.

На третьем этаже расположены: распределительное устройство 10,5 кВ, сборные шины и шинные разъединители обеих секций, аккумуляторная батарея со вспомогательными помещениями, лаборатория и комната связи.

На головном узле Ткибульской ГЭС осуществлена автоматизация измерения уровня верхнего бьефа, сигнализация засорения решеток и автоматическое управление электродвигателями дренажных насосов. Кроме того, помимо местного управления дисковым затвором перед напорным трубопроводом предусмотрено также его закрытие кнопкой со щита управления. На станцию возложено автоматическое регулирование частоты в системе.

Для комплексной автоматизации применен магнитно-фильтровый регулятор, посредством которого производится управление агрегатами ГЭС и регулирование активной мощности станции по заданному графику.

Регулирование возбуждения осуществляется устройством компаундирования с электромагнитным корректором напряжения. Автоматизированы также вспомогательные элементы станции (АВР, дренаж и др.).

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В процессе эксплуатации были выявлены следующие недостатки:

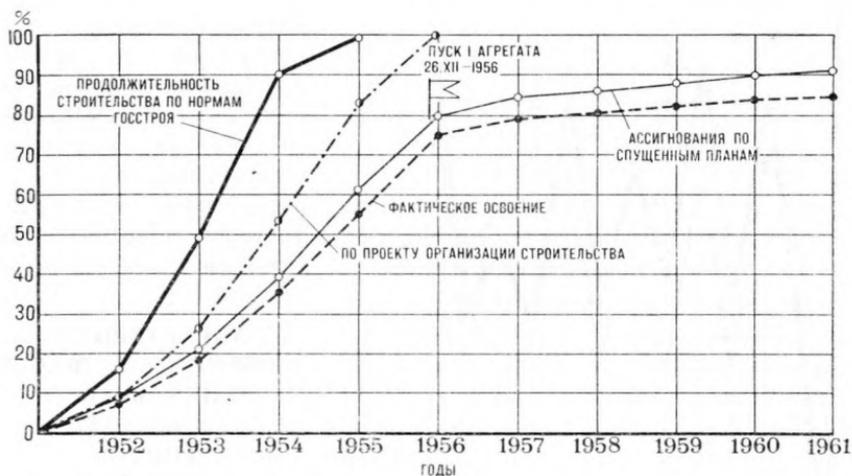


Рис 2-75. График выполнения строительно-монтажных работ Ткибульской ГЭС по годам строительства.

1. Аэрационная труба имела у водоприемника недостаточное сечение (диаметр трубы 350 мм вместо необходимых 800 мм), что затрудняло наполнение и опорожнение напорной деривации. Дефект был ликвидирован путем установки дополнительной трубы диаметром 700 мм.

2. Левый берег водоприемника был отсыпан известняковым щебнем вместо отсыпки из крупного камня. От воздействия волн камни сползали вниз и частично заносились в деривацию. Дефект был ликвидирован путем облицовки откоса железобетонными плитами.

3. В напорном деривационном туннеле было обнаружено значительное повреждение обделки из бетона и железоторкрета особенно в пределах швов. Деформация обделки туннеля произошла из-за некачественного (неполного) заполнения пустот за обделкой в некоторых местах туннеля (между бетоном и породой). Потери на фильтрацию из туннеля составляли 500—600 л/сек.

4. Из-за возникновения недопустимой вибрации при определенных нагрузках с первого же дня сдачи в эксплуатацию

гидроагрегаты Ткибульской ГЭС не могли нести нормальную нагрузку. Осуществление рекомендаций фирмы «Фойт», а также научно-исследовательских институтов Советского Союза не дали положительных результатов. За последнее время (при капитальном ремонте агрегатов) обслуживающий персонал станции и ремонтный завод «Грузглавэнерго» осуществили мероприятия, в результате которых улучшилась работа агрегатов:

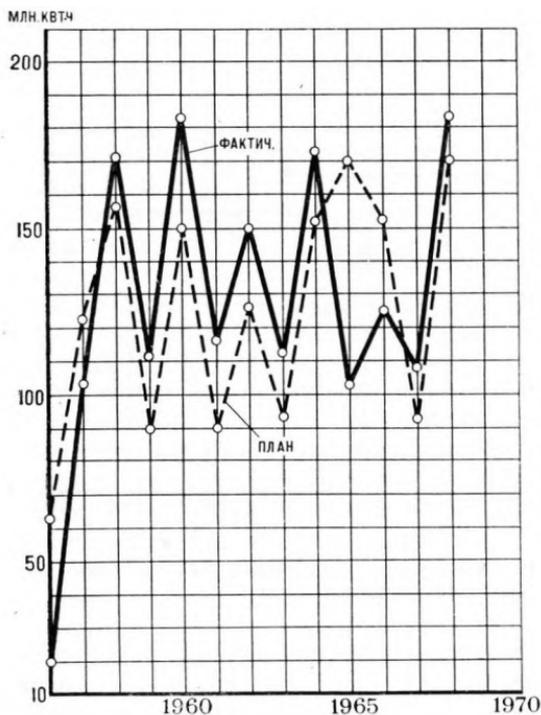


Рис. 2-76. Выработка электроэнергии Ткибульской ГЭС за годы эксплуатации.

уменьшилась вибрация, мощность была доведена почти до проектной величины.

На рис. 2-75 и 2-76 приведены ход выполнения строительно-монтажных работ на строительстве ГЭС и выработка электроэнергии Ткибульской ГЭС за годы эксплуатации.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ШАОРИ- ТКИБУЛЬСКОГО КАСКАДА ГИДРО- ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Район Шаорской и Ткибульской гидроэлектростанций своеобразен по своим природным условиям. Все основание котловины водохранилищ Шаорской ГЭС и концевая часть водохранилища

Ткибульской ГЭС расположены в карстовых известняках. Обе реки — Диди Чала у с. Херга и Ткибула — у подножья хребта, разделяющего Окриба и Аргвета, — терялись в карстовых воронках и расщелинах и через несколько километров вновь выходили на поверхность земли: Шаори — в Удабнойском ущелье, а Ткибула — у с. Дзеври. Это обстоятельство обусловило создание оригинальной схемы каскада Шаори-Ткибульских гидроэлектростанций.

Место плотин обеих гидроэлектростанций и отметки уровней водохранилищ подобраны таким образом, что водопоглощающие карсты оказались вне пределов территории водохранилищ. Таким образом, оба водохранилища характеризуются

практически водонепроницаемостью, несмотря на большую опасность фильтрации, на которую указывали специалисты.

Шаори-Ткибульский каскад прежде всего представляет собой своеобразный пример осуществления сложной схемы переброски рек. Сначала сток р. Диди Чала перебрасывается в бассейн р. Ткибула, а затем суммарный сток перебрасывается в бассейн третьей реки — Дзеврула.

Схема Шаорской ГЭС оригинальна тем, что забор воды в деривационный туннель производится не в конце водохранилища у плотины, как это бывает обычно, а в его начальной части. Поэтому в водохранилище создан донный канал, постепенно углубляющийся от плотины к водоприемнику.

Ввиду того, что пропускная способность карстов, в которых терялась р. Диди Чала, составляла лишь $20 \text{ м}^3/\text{сек}$, а при паводках расход реки в несколько раз превосходил эту величину, не исключалась возможность затопления нижней части плотины в случае сброса расходов через гребень водосброса. В конструкции плотины Шаорской ГЭС предусмотрены мероприятия, учитывающие эту природную особенность.

Деривационный туннель Шаорской ГЭС короткий, а турбинный напорный трубопровод исключительно длинный. Из-за этого была принята специальная схема трубопровода, характеризующаяся тем, что обе его нитки в конце объединены и питают агрегаты совместно. Это обстоятельство намного уменьшает гидравлические потери во время работы станции с неполной нагрузкой.

Кроме стока рек Шаори и Дидичала, Шаорская ГЭС использует и сток р. Цивцкала, выходящей из карстов у старого выхода р. Дидичала и характеризующейся достаточно большим дебитом. Посредством насосной станции вода р. Цивцкала водопроводом подается г. Ткибули, а ее излишек перебрасывается в водохранилище Шаорской ГЭС. Труба Ткибульского водопровода, как было указано выше, проложена в деривационном туннеле Шаорской ГЭС.

Из Шаорского водохранилища осуществляется снабжение технической водой Ткибульских угольных шахт. С этой целью в начале напорного турбинного трубопровода имеется специальное ответвление.

Таким образом, Шаорская ГЭС представляет пример рационального комплексного использования воды.

Одним из оригинальных конструктивных решений Ткибульской ГЭС следует считать сооружение холостого водосброса, который так же как и на Шаорской ГЭС был возведен с учетом недостаточной пропускной способности карстов, в которых раньше терялась река.

Своеобразен также напорный турбинный трубопровод Ткибульской ГЭС, свободно лежащий в туннеле. Это обстоятельство продиктовано тем, что трассу трубопровода пересекает

открытая трещина, подвижки которой в случае возможных сейсмических явлений создали бы угрозу забетонному в туннеле металлическому трубопроводу. Соответствующие компенсаторы, имеющиеся на свободно лежащем в туннеле металлическом трубопроводе, полностью гарантируют его от этой опасности.

Из-за ограниченности площадки для повысительной подстанции Ткибульской ГЭС она расположена рядом с гидроэлектростанцией на склоне. Ее многоступенчатое расположение и конструкция также оригинальны.

Смелое освоение сложных природных условий каскада ГЭС Шаори-Ткибули и вписанные в прекрасный горный пейзаж красивые гидротехнические сооружения являются ярким подтверждением технической зрелости наших специалистов.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ВНЕ КАСКАДОВ

2-14. Абашская гидроэлектростанция

Абашская гидроэлектростанция построена на р. Абаша в с. Инчхури вблизи районного центра Гегечкори. Станция сдана в эксплуатацию в 1928 г.

Гидроэлектростанция использует три естественных водопада, расположенных на полуторакилометровом отрезке реки с общим падением около 45 м.

ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

Гидротехнические сооружения начинаются бутобетонной плотиной водосливного типа, возведенной непосредственно у первого водопада (рис. 2-77). Высота плотины составляет 7,15 м, а длина 44,2 м. В конце плотины, на левом берегу реки, там, где тело плотины примыкает к водоприемнику, построен промывной шлюз с пропускной способностью 150 м³/сек. Плотина лишь обеспечивает водоприем и не предназначена для регулирования стока воды. Река Абаша имеет в створе плотины следующие гидрологические характеристики: $Q_{\text{мин}} = 3,26 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{макс}} = 298 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{ср}} = 19 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Водоприемник длиной 23 м также выполнен из бутобетона. Со стороны реки у него имеются боковой водосброс и промывной шлюз. Дно водоприемника на 1,5—2 м выше дна плотины. Водоприемник постепенно сужается и посредством двухпролетного шлюза в конце соединяется с деривационным каналом длиной 1,55 км, трапецеидального сечения, рассчитанным на пропуск воды 5 м³/сек. Дно и стены канала бутобетонные и оштукатурены цементным раствором. Канал идет вдоль правого берега реки. Профиль его трассы настолько сложен, что потребовалось строительство некоторых дополнительных гидротехнических сооружений, таких как туннель в начале канала (длиной 35 м), акведуки

(длиной 10 м) с бутобетонными опорами и железобетонными стенами (длиной 40,5 м).

Канал соединен с напорным бассейном, который, как и другие сооружения, выполнен из бутобетона. В конце напорного бассейна имеется промывной шлюз и боковой водосброс, а в левой стенке — две камеры для напорного турбинного трубопровода. Сейчас используется лишь одна камера (в случае расширения сооружения предусмотрено сооружение второго напорного трубопровода).

Напорный трубопровод состоит из двух частей: железобетонной (длина 62 м и диаметр 1,3 м) и металлической (длина 72 м, диаметр тот же). На месте, где железобетонный трубопровод соединяется с металлическим (статическое давление 11 м), построены железобетонная уравнильная башня высотой 15 м.

Концевой участок металлического трубопровода (диаметр 0,92 м) имеет три ответвления, которые присоединяются в здании ГЭС к гидротурбинам.

Для спуска лишней воды из напорного бассейна в русло реки построен ступенчатый водосброс длиной в 156 м. Водоотводящего канала нет, поскольку отработанная вода непосредственно попадает в реку.

Основные параметры Абашской ГЭС следующие:

Характер регулирования.....	Нерегулирующая
Расчетный расход деривации, м ³ /сек	5
» максимальный сбросной расход через сооружения, м ³ /сек.....	450
Напоры, м:	
максимальный.....	47,4
расчетный.....	44,0
минимальный.....	41,0
Мощность, квт:	



Рис. 2-77. Схема сооружений Абашской ГЭС.

полная установленная	1	700
максимальная рабочая	1	700
Коэффициент использования установленной мощ- ности	0,60	
Выработка в средний по водности год, млн. квт-ч	9,3	
Число часов использования установленной мощ- ности, ч	5	300
Удельный расход воды на 1 Мвт, м ³ /сек.....	2,82	
Параметры турбин для агрегатов	1	2 и 3
тип	PO-82 ГМ-59	Радиально- осевая
завод-изготовитель	УЗ ГМ	Л МЗ
мощность, квт.....	650	552
скорость вращения, об/мин . . .	750	600
расчетный расход воды, м ³ /сек	1,65	1,40; 1,96
Параметры генераторов:		
тип.....	ГС-140/39-8	ESD-600/700
завод-изготовитель	«Урал- электроап- парат»	ХЭМЗ
мощность, квт	880	560
напряжение, кв	6,3	6,6
ток, а	100	61

МАШИННОЕ ЗДАНИЕ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО

Машинное здание (рис. 2-78) расположено на правом берегу р. Абаша. Здание представляет собой одноэтажный машинный зал с трехэтажной пристройкой для электrorаспределительного устройства. В машинном зале расположены три гидроагрегата. Монтаж и демонтаж оборудования в машинном зале производится пятитонным мостовым краном ручного управления.



Рис. 2-78. Здание Абашской ГЭС.

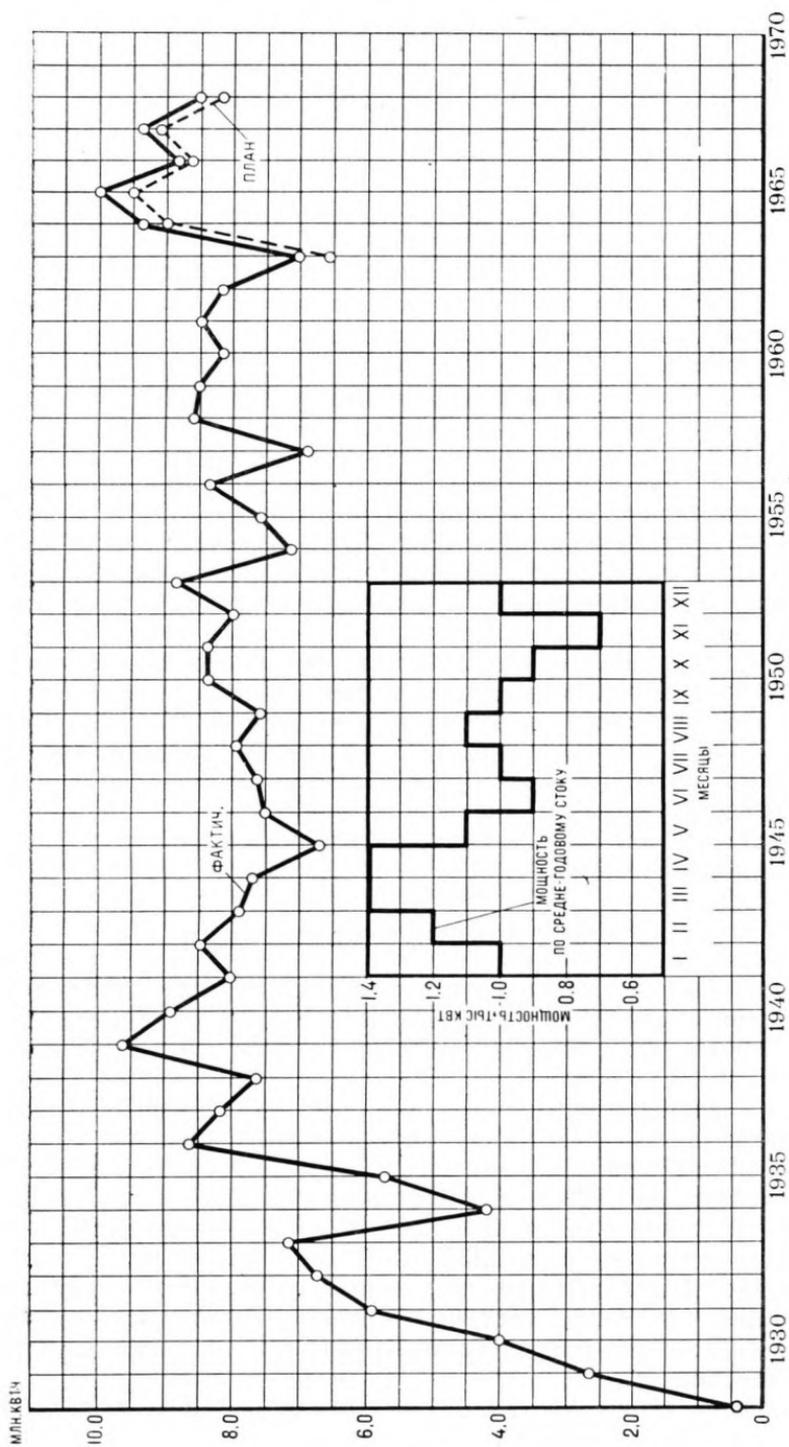


Рис. 2-79. Выработка электроэнергии Абашковской ГЭС за годы эксплуатации.

Агрегаты на электростанции работают по схеме «блок — генератор — трансформатор». В первом этаже здания закрытого распределительного устройства расположены силовые трансформаторы (для трех агрегатов и собственных нужд станции), на втором этаже — масляные выключатели, на третьем — сборные шины.

Щит управления расположен на втором этаже перед ячейками масляного выключателя в виде открытого балкона так, что дежурный по щиту свободно видит машинный зал. Мастерская, аккумуляторная и другие помещения расположены в продолжении здания распределительных устройств, на первом и втором этажах.

До 1963 г., т. е. до реконструкции и расширения Абашской ГЭС, рабочим напряжением электростанции было: генераторное 6,6 кВ, распределительное 22 кВ. На напряжении 22 кВ электростанция работала параллельно с системой Грузэнерго (была подключена к Самтредской подстанции). В 1963 г. было проведено расширение Абашской ГЭС: был установлен третий агрегат и одновременно проведена реконструкция электрической части электростанции: было ликвидировано напряжение 22 кВ и вместо него принято напряжение 10 кВ (силовой трансформатор напряжением 22/6 кВ был заменен на трансформатор напряжением 10/6,6 кВ), смонтировано оборудование напряжением 35 кВ, посредством которого ГЭС подсоединилась к Грузинской энергосистеме через Цулукидзевскую подстанцию. Открытое распределительное устройство на напряжение 35/10 кВ расположилось рядом с генераторным зданием.

Выработка электроэнергии Абашской гидроэлектростанцией приведена на рис. 2-79.

КРАТКИЕ ДАННЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Гидроэлектростанция с одним агрегатом была сдана в эксплуатацию 1 мая 1928 г. Одновременно в эксплуатацию была сдана линия электропередачи напряжением 22 кВ Абашская ГЭС — Цхакая — Потн. Следует отметить, что вместе с этими городами электроэнергию получили села Гегечкори, Бандза и др. Таким образом, эту дату можно считать началом электрификации сел Грузии.

В следующем 1929 г. эксплуатацию был сдан второй агрегат станции и линия электропередачи 22 кВ Абашская ГЭС — Цулукидзе — Кутаиси, а в 1930 г. — линия 22 кВ Цулукидзе — Самтредиа. Параллельное подключение Абашской гидроэлектростанции к энергосистеме Грузии было осуществлено в 1935 г., сначала посредством Кутаисской, а затем Самтредской подстанций.

Сейчас станция частично автоматизирована и объединена с Рионским каскадом ГЭС.

Строительством АбГЭС была заложена основа электрификации сел Грузии.

Схема Абашской ГЭС, конструкция сооружений и их расположение дает возможность весьма эффективного использования данного участка реки, а принимая во внимание тогдашний уровень нашего гидроэнергостроительства Абашскую ГЭС, безусловно, можно считать одной из оригинальных гидроэлектростанций.

2-15. Аджарис-Цкальская гидроэлектростанция

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Аджарис-Цкальская гидроэлектростанция построена на р. Аджарис-Цкали — правом притоке р. Чорох. Строителями использован наиболее благоприятный с точки зрения энергетики участок, расположенный вдоль шоссе Батуми — Ахалцихе в юго-западной части Аджарской АССР. Этот участок характеризуется самой большой для данной реки удельной мощностью.

Аджарис-Цкали — горная река, питающаяся в основном ливневыми водами; она протекает в районе, где атмосферные осадки особенно велики. Для реки характерны частые и резкие колебания расхода воды, большое количество наносов. В створе плотины ГЭС р. Аджарис-Цкали имеет следующие гидрологические характеристики: $Q_{\text{мин}} = 6,0 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{Макс}} = 479 \text{ м}^3/\text{сек}$ и $Q_{\text{Ср}} = 45,5 \text{ м}^3/\text{сек}$. Вследствие климатических условий здесь исключены зимние трудности, связанные с эксплуатацией гидроэлектростанции — в этом районе не бывает льда и шуги. На климат бассейна р. Аджарис-Цкали оказывают влияние горный рельеф и близость Черного моря. Среднегодовая температура воздуха здесь равна плюс $11,9^\circ \text{С}$.

На используемом участке река течет по относительно узкому ущелью, крутые склоны которого покрыты лесом. Русло реки сложено крупным галечником и песчано-галечными отложениями, лежащими на пластах из песчанистой глины синего цвета.

Первый эскизный проект гидроэлектростанции был составлен в 1924 г., однако в дальнейшем по мере изучения геологических условий схема расположения сооружений станции и ее мощность постепенно уточнялись. Проект Аджарис-Цкальской ГЭС менялся несколько раз и столько же раз прерывалось и ее строительство. Гидроэлектростанция строилась более 10 лет, ее строительство закончилось в 1937 г. Трудности строительства ГЭС и его задержка были вызваны серьезными ошибками, допущенными при составлении проекта, о чем подробно изложено ниже.

Гидроэлектростанция предназначалась для снабжения электроэнергией г. Батуми и близлежащих районов. К энергосистеме Грузии она была подключена лишь в 1941 г.

Аджарис-Цкальская ГЭС является средненапорной станцией деривационного типа, работающей по сезонному графику.

ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

Головной узел гидроэлектростанции возведен близ шоссе Батуми — Ахалцихе. В его состав входят (рис. 2-80): русло-выправительная дамба, водосливная плотина, промывной шлюз, водоприемник и отстойник. Плотина распластанного типа,



Рис. 2-80. Схема сооружений Аджарис-Цкальской ГЭС.

с трехступенчатым перепадом сооружена в основном из габионов, за исключением водобойных стенок — порогов и низового зуба, выполненных из бетона с армировкой. Длина плотины по гребню 106 м, высота 5 м. Плотина рассчитана на сброс катастрофического расхода воды в размере $2\ 500\ \text{м}^3/\text{сек}$. Гашение энергии воды происходит на ступенях перепадов, пороги которых представляют собой бетонные стенки. Дно русла реки ниже плотины на длине 14 м покрыто габионами и заканчивается бетонным зубом.

С правой стороны плотина заканчивается правобережной бетонной стенкой, слева к плотине примыкает промывной шлюз, состоящий из двух пролетов по 7 м, перекрываемых сдвоенными затворами. Забор воды осуществляется посредством водоприемных отверстий в забральной стенке.

Забральная стенка выше по течению сопрягается с левобережной струенаправляющей бетонной стенкой криволинейного очертания. Назначение этой стенки совместно с русловыправительной дамбой, сооруженной выше плотины на расстоянии около 200 м, — способствовать созданию такого движения потока, которое удаляло бы донные наносы через плотину и ее промывной шлюз, предохраняя этим водоприемник от занесе-

ния в него наносов. За забральной стенкой водоприемника расположен бассейн — успокоитель с промывным шлюзом. Успокоитель подает воду в отстойник через входные шлюзы, перекрываемые плоскими затворами. Отстойник — трехкамерный с донными промывными отверстиями и с коротким отводящим каналом. Общая длина отстойника примерно 80 м. За выходными отверстиями отстойника расположена сборная аванкамера, подающая воду в деривационный туннель.

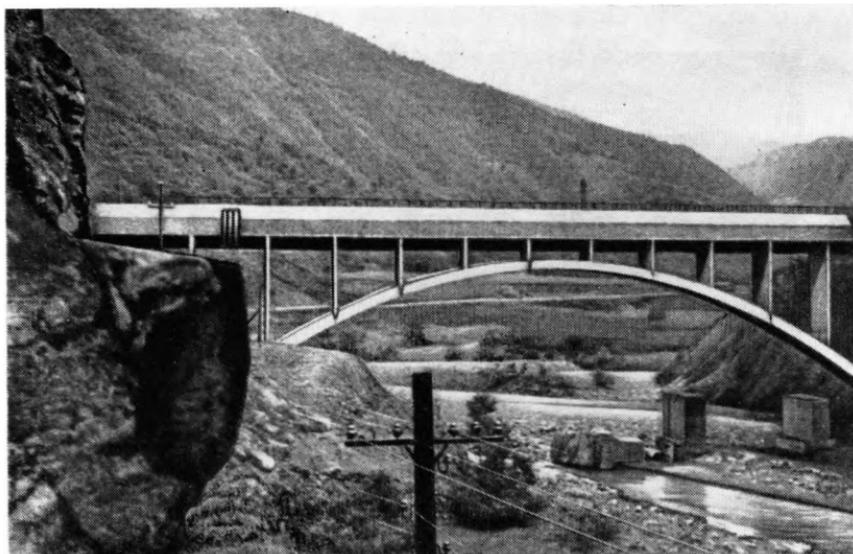


Рис. 2-81. Акведук Аджарис-Цкальской ГЭС.

Деривация состоит из напорного туннеля круглого сечения и разделяется на два участка: левобережный туннель длиной 2 360 м с внутренним диаметром 4,4 м и правобережный длиной 418 м, диаметром 3,9 м. Как левобережный, так и правобережный туннели имеют обделку в основном бетонную и частично железобетонную. Левобережный туннель соединяется с правобережным посредством железобетонного однопролетного акведука пролетом 82 м (рис. 2-81). Длина трубы, уложенной на акведуке составляет 114 м, ее внутренний диаметр — 3,9 м.

В конце правобережного туннеля сооружена уравнильная шахта цилиндрического типа диаметром 12,5 м, высеченная целиком в скале. От уравнильной шахты начинается напорный подземный турбинный водовод, диаметром в начальной части 3,9 м, а на остальной длине — 4,4 м. В конце турбинный водовод разветвляется на две нитки, подающие воду двум турбинам радиально— осевого типа. Подземный турбинный водовод имеет железобетонную отделку.

Для добавочного питания деривации ГЭС в маловодные периоды года возведены сооружения на р. Хохна, которые служат для захвата воды и сброса ее в левобережный напорный туннель посредством вертикальной шахты высотой 60 м, использованной в процессе строительства для производства работ по сооружению туннеля. Сооружения на р. Хохна состоят из габрионной плотины длиной 35 м с промывным шлюзом, водоприемника с однокамерным отстойником и каналом длиной около 30 м.



Рис. 2-82. Здание Аджарис-Цкальской ГЭС.

Трехэтажное машинное здание расположено на правом берегу р. Аджарис-Цкали (рис. 2-82). На первом этаже размещаются турбины с отводящими камерами, на втором—вспомогательные помещения, на третьем — генераторный зал. Для отвода отработанной воды сооружен короткий отводящий канал, который сопрягается с р. Аджарис-Цкали.

Со стороны дороги к корпусу машинного зала примыкает помещение дисковых затворов и над ним на уровне пола генераторного зала помещение выводов генераторов.

В турбинном зале установлены две вертикальные радиально-осевые турбины.

Турбины непосредственно соединены с вертикальными гидрогенераторами подвесного типа. На валу генератора установлены возбудитель и подвозбудитель. Возбуждение генераторов регулируется автоматическими регуляторами завода ХЭМЗ.

Генераторы могут работать по замкнутому циклу воздухоохлаждения или по проточному циклу.

В генераторном зале установлен мостовой кран грузоподъемностью 60/10 Т пролетом 11,2 м.

Из-за сложного рельефа открытая повысительная подстанция и здание электrorаспределительного устройства вместе с главным пультом управления расположены примерно в 100 м от здания гидроэлектростанции. Они состоят из двух частей: открытой повысительной подстанции низкого тина с металлическими конструкциями и здания, в котором расположены щит управления, аккумуляторная батарея, трансформаторная башня и ряд служебных помещений. Здание сооружено из бетона, имеет плоское железобетонное перекрытие.

При сооружении Аджарис-Цкальской ГЭС были выполнены следующие объемы строительных работ (в тыс. м³):

Выемка мягкого грунта	248
» скального грунта.....	127
Насыпь мягкого грунта	16
Бетон и железобетон.....	122
Габионная кладка	30,6

Удельные объемы строительных работ составили (м³):

земельно-скальных:	
на 1 уст. квт.....	70
на 1 квт-ч.....	0,0107
бетона и железобетона:	
на 1 уст. квт.....	4,2
на 1 квт-ч.....	0,00065

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1940 г. составила 73,6 млн. руб., капиталовложения в энергетику 53,6 млн. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. квт 3 350 руб., на 1 квт-ч 52,0 коп.

Основные параметры Аджарис-Цкальской ГЭС следующие:

Характер регулирования.....	Нерегулирующая
Расчетный расход деривации, м ³ /сек.....	45
» максимальный сбросной расход через сооружения, м ³ /сек.....	2 500
Напоры, м:	
максимальный	47
расчетный.....	41
минимальный.....	39
Мощность, квт:	
полная установленная.....	16 000
максимальная рабочая.....	15 500
Коэффициент использования водотока.....	0,69
» » установленной мощности	0,64
Выработка в средний по водностигод, млн. квт-ч	103
Число часов использования установленной мощности, ч.....	5 560
Удельный расход воды на 1 Мвт, м ³ /сек.....	3,15

Параметры турбины:	
тип.....	Радиально-осевая
завод-изготовитель.....	ЛМЗ
мощность, <i>квт</i>	8800
скорость вращения, <i>об/мин</i>	250
максимальный к. п. д., %.....	88
расчетный расход, <i>м³/сек</i>	22,5
Параметры генератора:	
тип.....	СВ-425 ⁶⁰ / ₂₄
завод-изготовитель.....	«Электро-сила»
мощность, <i>квт</i>	8000
напряжение, <i>кв</i>	6,6
ток, <i>а</i>	875
максимальный к. п. д.,	96,2

ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСОЕДИНЕНИЙ

Каждый генератор работает через свой трехфазный трех-обмоточный трансформатор на сборные шины 110 и 35 *кв*. Трансформаторы завода МОТЭЗ напряжением 6,6/121/38,5 *кв*, мощностью 10/6,6/10 *Мва*, с принудительным воздушным охлаждением. Смонтированы одна система шин на напряжение 110 *кв* и две системы шин на 35 *кв*.

От шин 110 *кв* отходит одна линия электропередачи, питающая электроэнергией г. Батуми и соединяющая с энергосистемой Грузинской ССР. От шин 35 *кв* питаются линии электропередачи, снабжающие электроэнергией местные районы, включая Хулойский район, и два трансформатора собственных нужд напряжением 35/0,38 *кв*, мощностью 320 *кВа* каждый.

На Аджарис-Цкальской гидроэлектростанции осуществлена полная комплексная автоматизация, т. е. автоматический пуск и остановка обоих агрегатов и групповое управление активной мощностью станции автооператором и их автоматическая регулировка в зависимости от расхода воды в реке. Оперативный персонал переведен на дежурство на дому. Он осуществляет дистанционный контроль за работой и состоянием всех элементов станции.

Регулировка напряжения агрегатов электростанции производится автоматически регуляторами типа ЭМК-V.

Первый гидроагрегат был сдан в эксплуатацию в октябре 1937 г.

1 рафик выработки электроэнергии Аджарис-Цкальской ГЭС за годы эксплуатации представлен на рис. 2-83.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

В процессе эксплуатации электростанции выявился целый ряд недостатков, допущенных по вине заводов-изготовителей и поставщиков оборудования, а также по вине проектировщиков. Большинство недостатков в дальнейшем было ликвидировано.

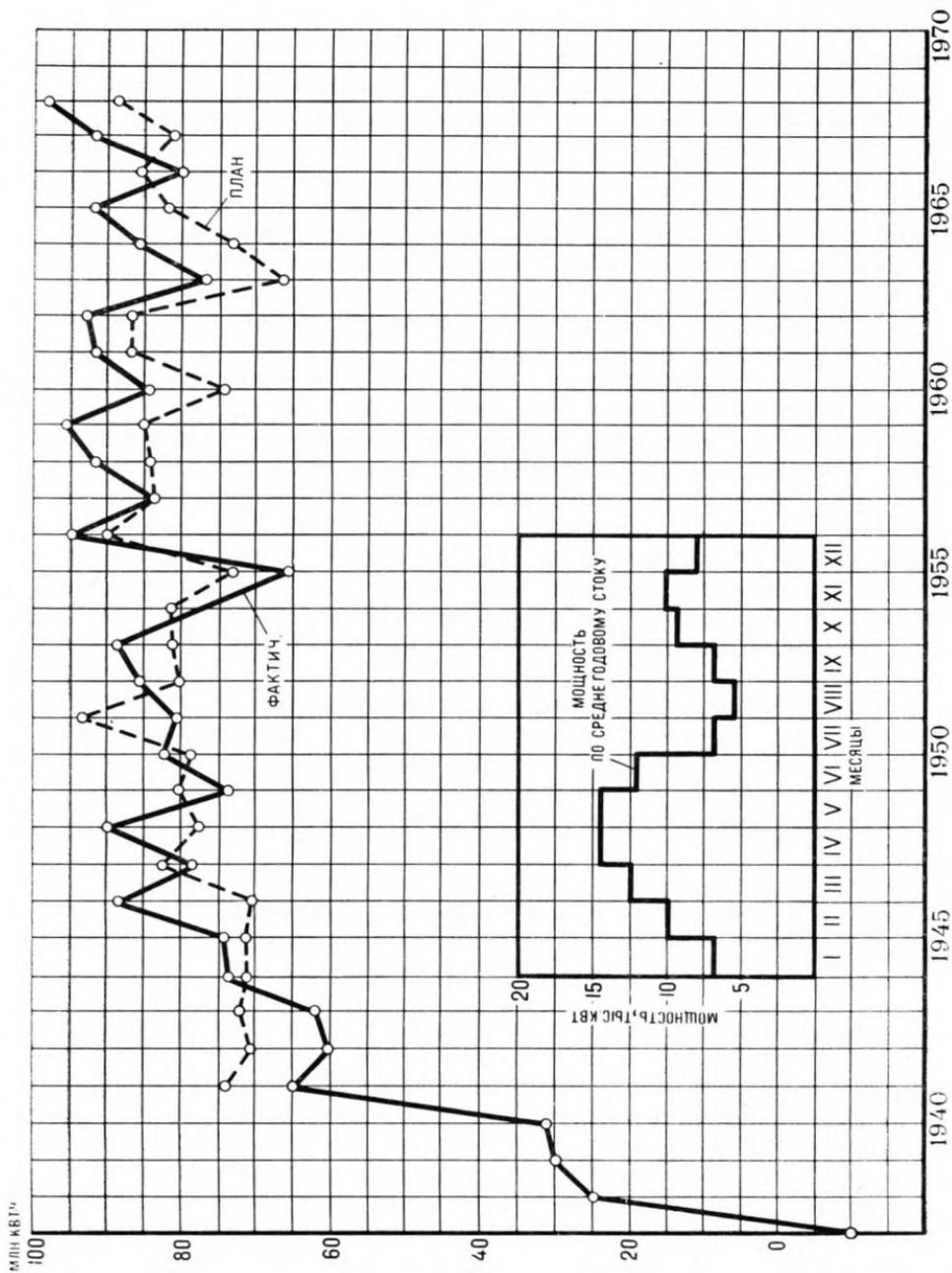


Рис. 2-83. Выработка электроэнергии Аджарис-Цкальской ГЭС.

Струенаправляющая стена, возведенная в верхнем бьефе плотины для направления донных наносов в нижний бьеф, не оправдала своего назначения. Три из шести водоприемных отверстий (№ 1, 2, 3) настолько наполняются донными наносами, что их очистка становится невозможной.

Модельное испытание головного узла ГЭС, проведенное в гидротехнической лаборатории Тбилисского научно-исследовательского института сооружений и гидроэнергетики им. А. В. Винтера, показало, что для облегчения борьбы с донными наносами необходима коренная реконструкция головных сооружений гидроэлектростанции. Однако это требует больших капитальных вложений.

В процессе строительства Аджарис-Цкальской ГЭС выявилось, что крупный обломок скалы из-за недостаточной глубины бурения в основании плотины был принят за коренную породу, которая оказалась значительно ниже. Из-за этого невозможно было строить в этом створе высокую плотину, предусмотренную проектом. Так как правобережный туннель был уже пробит на отметках, соответствующих нормальному подпорному уровню (НПУ) при высокой плотине, и снижение НПУ стало невозможным, то створ плотины перенесли выше по течению реки, где построили низкую плотину для водозабора. Здесь сооружен железобетонный акведук через р. Аджарис-Цкали для подачи воды из туннеля, идущего по левому берегу, в туннель на правом берегу.

Акведук, возведенный над р. Аджарис-Цкали и соединяющий левобережный деривационный туннель с правобережным, является одним из крупнейших инженерных сооружений этого типа и представляет значительный интерес с точки зрения масштаба сооружения, конструкции и наружных форм.

2-16. Алазанская гидроэлектростанция

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Алазанская ГЭС сооружена на Бакурцихском водосбросе Алазанского оросительного канала. Сама электростанция территориально расположена в с. Веджини Гурджаанского района недалеко от районного центра.

Строительство гидроэлектростанции начал в 1932 г. трест Грузнефть с целью обеспечения электроэнергией временных установок для поисков нефти в Ширакской долине. Однако по различным причинам Грузнефть прекратил строительство гидроэлектростанции и после короткой консервации передал все почти законченные сооружения и несмонтированное силовое оборудование тресту Грузсельэлектро, который и закончил строительство, сдав станцию в эксплуатацию 10 февраля 1942 г.

Одновременно с ГЭС вступили в строй Гурджаанская и Телавская подстанции 35/10 кВ с соответствующими линиями электропередачи 35 и 10 кВ.

Благодаря осуществлению Алазанской ГЭС были электрифицированы почти все колхозы и совхозы внутренней Кахетии и районный центр Гурджаани.

ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

Алазанская ГЭС, как станция, построенная на оросительном канале, не имеет собственных головных сооружений и деривационного канала. Головные сооружения оросительного канала расположены в Телавском районе. Пропускная способность канала составляет $20 \text{ м}^3/\text{сек}$, длина его до электростанции 40 км. Откосы канала и его дно не облицованы.

Комплекс сооружений гидроэлектростанций начинается от напорного бассейна, представляющего собой соответствующим образом видоизмененный участок канала с ка игрой напорного турбинного водовода. Холостой водосброс напорного бассейна остался неизменным. У напорного бассейна имеется донный промывной шлюз. Объем бассейна—15 тыс. м^3 (рис. 2-84).

От камеры напорного бассейна начинается железобетонный водовод, состоящий из двух участков: диаметр первого 3 м, длина 211 м, диаметр второго 2,8 м, длина 244 м (общая длина 455 м). В конце водовода расположено весьма оригинальное сооружение — уравнительная башня сейсмостойкой железобетонной конструкции, высота которой равна 36 м.

Подвод воды от уравнительной башни до агрегатов производится двумя железобетонными напорными турбинными трубопроводами диаметром 2,4 м и длиной 30 м каждый.

Машинное здание (рис. 2-85) состоит из двух частей — подводной бетонной и надводной кирпичной.

В здании установлены два генератора с гидротурбинами.

В машинном здании расположено также распределительное устройство 6 и 35 кВ.



Рис. 2-84. Схема сооружений Алазанской ГЭС.

Основные параметры Алазанской ГЭС следующие:

Характер регулирования.....	Нерегулирующая
Расчетный расход деривации, $m^3/сек$	19,8
Напоры, <i>м</i> :	
максимальный	37
расчетный.....	35
минимальный.....	35
Мощность, <i>квт</i> :	
полная установленная.....	4 800
максимальная рабочая.....	4 000
Коэффициент использования установленной мощности	0,57
Выработка в средний по водности год, млн. <i>квт-ч</i> 25	
Число часов использования установленной мощности, <i>ч</i>	4 800
Удельный расход воды на 1 <i>Мвт</i> , $m^3/сек$	4,14
Параметры турбины:	
тип.....	Радиальноосевая
завод-изготовитель.....	ЛМЗ
мощность, <i>квт</i>	2 750
скорость вращения, <i>об/мин</i>	500
максимальный к. п. д., %	85
расчетный расход воды, $m^3/сек$	10
Параметры генератора:	
тип.....	ВР 524-500
завод-изготовитель.....	«Электросила»
мощность, <i>квт</i>	2 400
напряжение, <i>кв</i>	6,6
ток, <i>а</i>	260
максимальный к. п. д., %.....	96



Рис. 2-85. Здание гидроэлектростанции и уравнительная башня Алазанской ГЭС.

Большие неудобства при эксплуатации гидроэлектростанции создавало то обстоятельство, что этот гидротехнический комплекс сооружений использовали с различными целями два отдельных друг от друга хозяйства (Грузглавэнерго и Министерства водного хозяйства Грузинской ССР).

Как известно, вода необходима водному хозяйству лишь в период полива (май — октябрь), а для гидроэлектростанции — в течение всего года. Из-за этого на очистку канала от наносов на текущий и капитальный ремонты оставалось очень мало времени — примерно месяц в течение года. Интересы водного хозяйства этот срок удовлетворял, но с точки зрения энергоснабжения он был недопустимо велик, ибо в течение этого времени вся Кахетия оставалась без электроэнергии.

Сейчас, когда Алазанская ГЭС подключена к системе Грузэнерго, этот вопрос урегулирован.

Напорный бассейн гидроэлектростанции постоянно заливается и покрывается растительностью, в результате чего значительно уменьшились его площадь и объем. Очистка его обычной промывкой не дает необходимого эффекта.

С большими трудностями связан ремонт двоярного рабочего колеса турбины. Чтобы снять рабочее колесо с оси, необходимо демонтировать и генератор, у которого имеется разборный статор. При этом приходится разъединять стыки обмотки статора, которые потом необходимо спаивать и изолировать заново. Эта работа весьма трудоемка, и обычно на разборку требуется 6—8 суток и на последующую сборку — 8—10 суток.

Особенность эксплуатации Алазанской гидроэлектростанции состояла также и в том, что линии электропередачи как 35 кВ, так и 10 кВ работали по системе «два проводника — земля» (третьим проводником была использована земля). Эта система распределения электроэнергии в свое время сыграла большую роль в развитии сельской электрификации как в Грузии, так и в других республиках Советского Союза. Однако она была рациональной до тех пор, пока потребность в электроэнергии ограничивалась сельскими установками малых мощностей. В дальнейшем же, когда мощности сельских электроустановок возросли, резко проявились отрицательные стороны системы «два проводника — земля» и появилась необходимость строгого соблюдения правил безопасности, ликвидации явлений, мешающих развитию линий связи.

Это обстоятельство обусловило проведение специальных мероприятий всюду, где применялся подобный вид распределения электроэнергии, в том числе и в системе Алазанской ГЭС. Эффективному осуществлению этих мероприятий способствовало сооружение в Кахетии линии электропередачи 110 кВ Грузэнерго.

После проведения реконструкции в электрической части Алазанской ГЭС она была подсоединена к линии 110 кВ Гурджаани— Цнори. Была произведена также реконструкция Кварельской подстанции 35/10 кВ, ликвидированы Гуржаанская и Телавская сельские подстанции 35/10 кВ и сейчас электроснабжение потребителей производится с подстанции 110/35/10 кВ

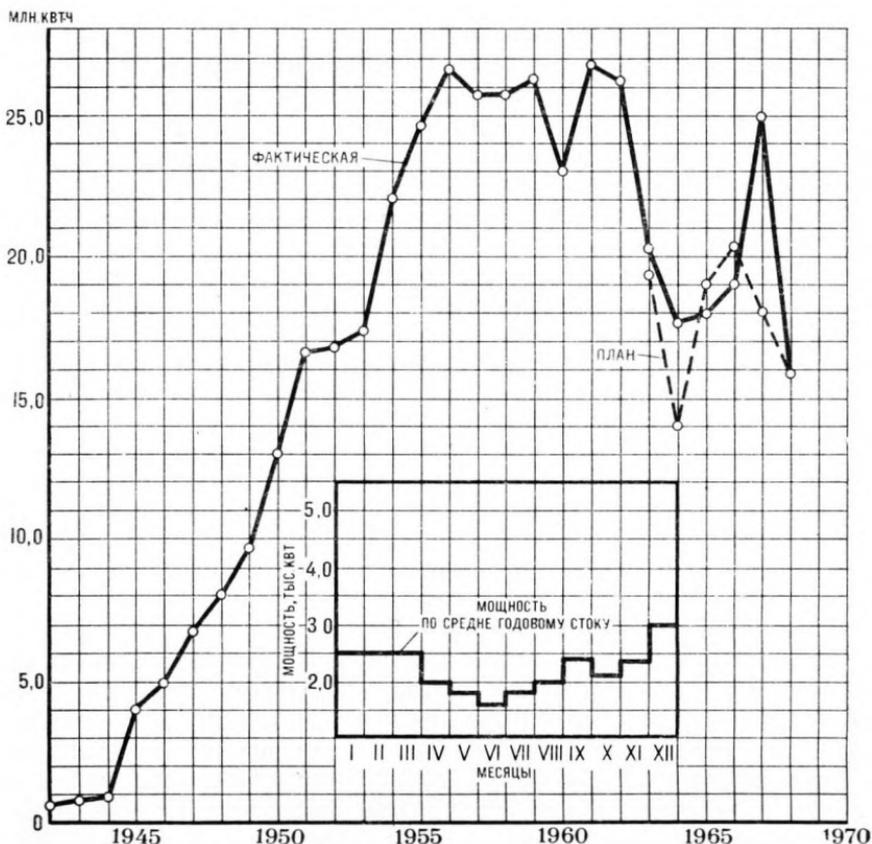


Рис. 2-86. Выработка электроэнергии Алазанской ГЭС.

Грузэнерго, а линии электропередач 10 кВ переведены на нормальную трехпроводную систему.

Выработка электроэнергии Алазанской ГЭС за годы эксплуатации характеризуется графиком на рис. 2-86.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Алазанская гидроэлектростанция примечательна тем, что она является одним из значительнейших звеньев в комплексном использовании водных ресурсов (ирригация и энергетика), ко-

торое в подобных масштабах было осуществлено в Грузии впервые.

Новшеством для того времени было применение турбинного трубопровода железобетонной конструкции.

Создана оригинальная сейсмостойкая железобетонная конструкция для высокой уравнильной башни. Используемые с этой целью контрфорсы цилиндрического стояка создают одновременно впечатляющую внешнюю форму строения. Вместе с созданием конструкции ее автор разработал оригинальный метод статического расчета¹.

2-17. Сухумская гидроэлектростанция

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Вопрос о необходимости постройки вблизи г. Сухуми гидроэлектростанции, которая могла бы обеспечить все растущую потребность промышленности и сельского хозяйства в электроэнергии, возник еще в 1927 г. За период с 1927 г. по 1930 г. было составлено три проекта гидроэлектростанции различной мощности от 1 500 до 3 000 *квт*, но все эти варианты признавались весьма дорогими и нерентабельными. В 1930 г. был произведен ряд исследований с целью выявления наиболее выгодного источника получения энергии и составлено несколько схематических проектов гидроэлектростанций, предусматривающих использование бассейнов рек Келасури, Беслетки, Восточной Гумисты и Западной Гумисты. Наиболее приемлемой оказалась схема, предусматривающая переброску воды из Восточной Гумисты в Западную Гумисту, при которой использовался перепад примерно 230 м.

Данная схема и была положена в основу технического проекта Сухумской ГЭС, законченного и утвержденного в части постройки дорог, временных поселков, а также схемы расположения основных сооружений в 1933 г. Окончательно проект был утвержден в марте 1934 г. под названием СухумиГЭС.

Начался долгий и упорный труд сотен людей по созданию энергетической базы Абхазской АССР. Однако в связи с началом Великой Отечественной войны с июля 1941 г. до середины 1944 г. строительные работы были законсервированы.

В середине 1944 г. постановлением Государственного Комитета Оборона было решено возобновить строительство Сухумской ГЭС. Вернулись на стройплощадку старые работники, стройка была заново укомплектована рабочей силой и инженерно-техническими работниками. Ремонтировались дороги, жилые и производственные здания, бетонные заводы, восстанавлива-

¹ А. А. Лосаберидзе, Статический расчет регулирующей башни гидроустановок, Вестник инженерно-строительного института Грузии, вып. 2, 1932.

лось электрическое хозяйство и строительное оборудование, расчищались и заново оборудовались карьеры инертных материалов, а к концу 1944 г. уже начались работы по основным сооружениям головного узла на р. Восточная Гумиста.

ОБЩАЯ СХЕМА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Схема Сухумской гидроэлектростанции базируется на использовании разности отметок двух рек: Восточной Гумисты и Западной Гумисты, протекающих в своем среднем течении параллельно друг другу на расстоянии 3 км. Разность уровней



Рис. 2-87. Схема сооружений Сухумской ГЭС.

этих рек достигает 230 м. у с. Шрома реки Восточная и Западная Гумиста сливаются, образуя реку под названием Нижняя Гумиста, протяжение которой до впадения в Черное море составляет 12 км.

Водозабор осуществлен на правом берегу р. Восточная Гумиста (рис. 2-87) выше г. Сухуми. Вслед за отстойником от сборной камеры берет свое начало напорный деривационный туннель пропускной способностью $10,5 \text{ м}^3/\text{сек}$. Из туннеля вода посредством односточного турбинного водовода подводится к турбинам станции.

Станционный узел Сухумской ГЭС расположен на левом берегу р. Западная Гумиста ближе к г. Сухуми.

Схема ГЭС предусматривает также использование стока р. Цумури левого притока р. Восточная Гумиста путем переброски воды по безнапорному туннелю в бассейн суточного регулирования, образуемый плотиной на р. Восточная Гумиста.

В пределах головного узла р. Восточная Гумиста течет в узком ущелье с высокими почти отвесными берегами. Правый берег несколько отодвинут от реки небольшой пойменной террасой шириной 5—7 м. Берега и русло реки сложены песчаниками и глинистыми сланцами. В русле реки скальное основание

покрыто слоем аллювия мощностью до 5 м. Поверхностный слой скалы на глубину до 5 м нарушен трещинами и подвергся в той или иной степени выветриванию. Берега реки покрыты незначительным делювиальным покровом.

Расчетный катастрофический расход р. Восточная Гумиста принят равным 650 м³/сек, а строительный 150 м³/сек. Обычные бытовые летние расходы реки колеблются в пределах 8,0—20,0 м³/сек. Минимальные зимние расходы падают до $Q_{\min} = 1,0 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\max} = 100 \text{ м}^3/\text{сек}$. $Q_{\text{ср}} = 8,1 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Деривационный туннель проходит в основном в глинистых сланцах, чередующихся с песчаниками. При проходке туннеля наблюдался приток воды, а в некоторых местах по трассе туннеля имели место вывалы породы. В районе выходного портала деривационного туннеля и уравнительного резервуара были встречены сильно нарушенные трещиноватые породы.

Турбинный напорный водовод проложен по левобережному склону ущелья р. Западная Гумиста. Участок склона, использованный под турбинный водовод, является водоразделом между двумя упомянутыми реками. Уклон склона весьма велик и составляет в среднем 35—40°.

Геологические условия по трассе турбинного водовода следующие: в верхней части склона у анкерной опоры № 1 и на протяжении до 30,0 м вниз песчаники и сланцы сильно нарушены. Нижний участок по всей длине турбинного водовода сложен этими же породами с трещиноватостью преимущественно волосяного характера.

Здание ГЭС расположено на левобережной террасе. Терраса сложена однообразным аллювиальным материалом, состоящим из валунов, гальки, а также песка и гравия, являющихся заполнителем промежутков в валунно-галечниковом материале, а иногда встречающихся в виде отдельных линз. Ввиду того, что коренные породы залегают на значительной практически недоступной глубине, здание ГЭС целиком располагается на аллювии, слагающем террасу.

На Сухумской ГЭС были выполнены следующие объемы строительных работ (тыс. м³):

Выемка мягкого грунта.....	29,9
» скального грунта	133,3
Бетон и железобетон.....	86,5

Удельные объемы строительных работ составили (м³):

земельно-скальных:

на 1 уст. квт.....	8,15
» 1 квт-ч.....	0,0016
бетона и железобетона:	
на 1 уст. квт.....	45,5
» 1 квт-ч.....	0,00084

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1961 г. составила 9,94 млн. руб., капиталовложения в энергетику

водоприемника расширяются до 6 м, т. е. до ширины камер отстойника, имеющих длину 28 м.

Отстойник образуется двумя продольными боковыми стенками и одной промежуточной стенкой. В конце отстойника имеются две промывные галереи шириной по 3,5 м и высотой 1,5 м, входные отверстия которых перекрыты плоскими Катковыми затворами—по одному в каждой галерее. Над промывными галереями расположена сборная камера, оформляющая переход в напорную деривацию. У входного портала деривации установлена наклонная мелкая решетка.

Мысообразный левобережный выступ выше створа плотины прорезан строительным обводным туннелем, служащим в период эксплуатации для сброса части паводковых расходов. Длина обводного туннеля 54,6 м, сечение туннеля — высота 6,45 м и ширина 5,0 м.

Полезная емкость бассейна суточного регулирования (БСР) станции, образуемого плотиной, около 80 000 м³.

Расчетный расход станции 10,5 м³/сек. В периоды, когда расход р. Восточная Гумиста меньше расчетного, в БСР дополнительно сбрасывается расход до 3,0 м³/сек из притока Цумури. Переброска р. Цумури осуществлена путем устройства следующих сооружений: на р. Цумури построена бетонная водозаборная плотина с донной решеткой длиной 18 м и высотой 4,0 м с промывным шлюзом. К плотине примыкает безнапорный деривационный туннель двухъярусного сечения. Нижний ярус служит для пропуска расчетного расхода 3,0 м³/сек, а верхний служит средством сообщения с головным узлом на р. Восточная Гумиста. Длина Цумурского туннеля 335 м, высота в свету 3 м и ширина 1,5 м.

Деривация. Напорный деривационный туннель начинается от сборной камеры и, прорезая горный массив «Отсюш», являющийся водоразделом, кончается возле уравнительного резервуара. Длина туннеля 2 580 м. Глубина заложения туннеля под водоразделом достигает более 690 м. Поперечное сечение туннеля круглого очертания с внутренним диаметром 2,3 м по всей его длине, за исключением переходного участка у входного портала длиной 6,5 м с переменным сечением от прямоугольного 5,0Х4,6 м до круглого диаметром 2,3 м; концевой участка от каптажного кольца до начала участка с металлической рубашкой и от конца этого участка до уравнительного резервуара общей длиной 289,7 м. Внутренний диаметр на концевом участке уменьшился до 2,14 м из-за уложенного поверх торкрета гидроизоляционного слоя.

Уклон туннеля в большой своей части равен 0,004, за исключением участка у входного портала, где уклон равен 0,274. Скорость воды в туннеле 2,55 м/сек обеспечивает пропуск расчетного расхода при проектном коэффициенте шероховатости торкретированных поверхностей 0,017. Напор в начале дерива-

ционного туннеля составляет 10,65 м, а в конце возле уравни-тельного резервуара достигает 32,55 м.

Уравнительный резервуар двухкамерного типа. Горизонтальная нижняя камера подземная, имеет длину 20,0 м и переменный диаметр от 2,6 до 2,06 м. Верхняя камера диаметром 7,82 м, высотой 12,90 м почти целиком расположена в открытой выемке. Верхняя и нижняя камеры соединены вертикальным стояком круглого сечения диаметром 2,38 м, который продолжается в верхней камере, где заканчивается водосливом. Дно верхней камеры вместо сопряжения со стояком имеет воронкообразную форму.

Обделка стояка и камер выполнена в виде железобетонного кольца с торкретным слоем, покрытым, кроме верхней камеры, гидроизоляцией толщиной 6 см.

Объем нижней камеры равен 73 м^3 , а верхней 600 м^3 .

Турбинный водовод Сухумской ГЭС начинается от уравни-тельного резервуара и на длине 54 м является как бы продол-жением конечного участка деривационного туннеля с железобетонной обделкой, покрытой четырехслойным гидроизоляцион-ным гибким ковром, в свою очередь покрытым железоторкретом. Внутренний диаметр туннеля равен 2,36 м, уклон 0,15.

При помощи заделанного в бетон конического металличе-ского патрубка длиной 4 м осуществляется переход к метал-лическому трубопроводу диаметром 1,8 м, закрепленному в анкерной опоре № 0, примыкающей непосредственно к выход-ному порталу туннеля. С низовой стороны анкерная опора № 0 граничит с помещением дисковых затворов, представляющих собой здание с плоским железобетонным перекрытием и рамным железобетонным каркасом. Внутри помещения на турбинном водоводе установлены два дисковых затвора; один с ручным, другой — с масляно-гидравлическим приводом, а для преду-преждения вакуума в трубе непосредственно за затворами уста-новлен вантуз.

В помещении дисковых затворов по обеим сторонам турбин-ного водовода расположены: слева — маслонапорная установка управления затворами и трансформаторный пункт, а справа — лебедка бремсберга. Дисковые затворы и лебедка бремсберга обслуживаются одним мостовым краном грузоподъемно-стью 15 Т.

По выходе из помещения дисковых затворов начинается открытый, наклонный участок металлического турбинного водо-вода, разбитый по длине на три неравных участка, в концах которых в местах переломов оси он закреплен в четырех анкер-ных опорах. Общая длина турбинного водовода 350 м. Подвод к турбинам осуществлен путем устройства ответвлений под углом 90° . За первым поворотом турбинный водовод закреплен в бетонном массиве — упоре, расположенном на фундаментной плите здания ГЭС.

С левой стороны трассы наклонного турбинного водовода для отвода аварийной воды устроен открытый сбросной лоток трапецеидального сечения.

Станционный узел состоит из машинного здания с монтажной площадкой, здания распределительных устройств (ЗРУ) и здания щита управления с подсобными помещениями, объединенных в одном корпусе (рис. 2-88).

В состав сооружений станционного узла входят также: распределительный (коллекторный) участок турбинного водовода,

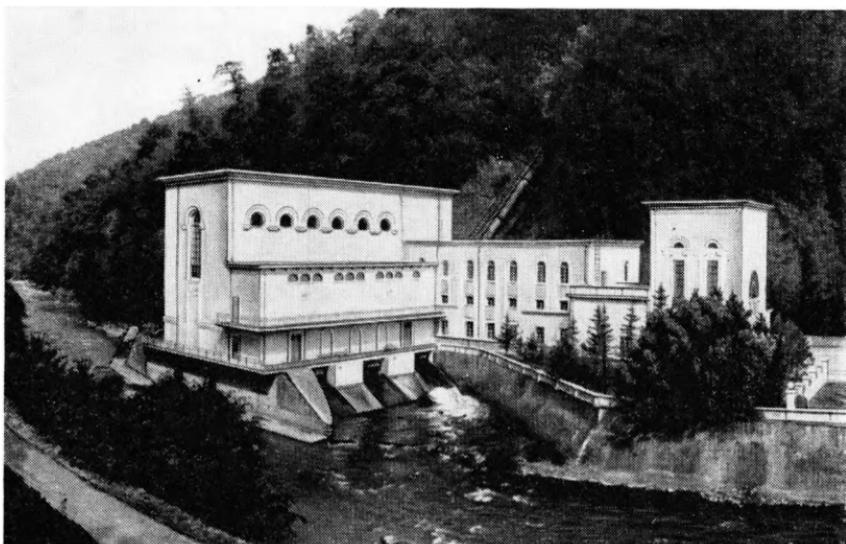


Рис. 2-88. Здание Сухумской гидроэлектростанции.

отводящий канал, помещение масляного хозяйства, трансформаторная башня с помещением для кожуха, открытый маслоклад, водяной реостат и повысительная подстанция.

Станционный узел Сухумской ГЭС расположен в глубоком ущелье р. Западная Гумиста на узкой левобережной пойменной террасе, возвышающейся над рекой на 2—2,5 м, вытянутой в продольном направлении, что предопределило общую компоновку всех сооружений с возможностью развития их лишь в направлении течения реки.

Основанием для всех сооружений станционного узла служат аллювиальные отложения, кроме основания анкерной опоры № 4 распределительного участка турбинного водовода, фундамент которой в большей своей части расположен на скальных породах песчано-сланцевой толщи, в береговом обрыве, уходящем под углом 80° вглубь, под толщу аллювия.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ
И ЭЛЕКТРОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО

На гидроэлектростанции установлены три радиально-осевые вертикальные турбины (рис. 2-89). На станции установлен также генератор собственных нужд мощностью 120 квт. В ма-

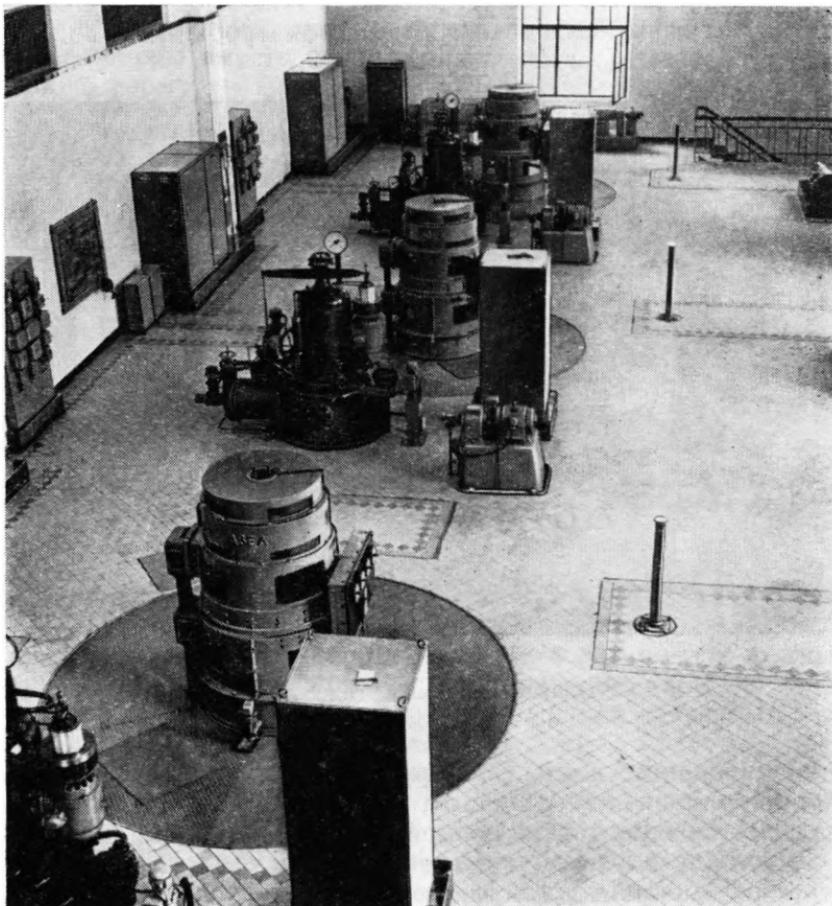


Рис. 2-89. Машинный зал Сухумской ГЭС.

шинном зале (рис. 2-90) имеется мостовой кран грузоподъемностью 50 Т.

С низовой стороны генераторного здания пристроено трехэтажное здание электrorаспределительного устройства. Здесь же находится пристройка для щита управления и подсобных помещений.

Первый агрегат гидроэлектростанции мощностью 6 300 квт был сдан в эксплуатацию в сентябре 1948 г., а остальные два — в декабре 1948 г.

Коммутационная схема такова: три генератора подсоединены к двойной системе шин 6,3 кв, одна из которых — резервная. От шин 6,3 кв питаются две группы силовых трансформаторов, каждая мощностью 10 тыс. квв и напряжением 6,3/110,0 кв. От этих же шин питаются два трансформатора собственных нужд 320 квв.

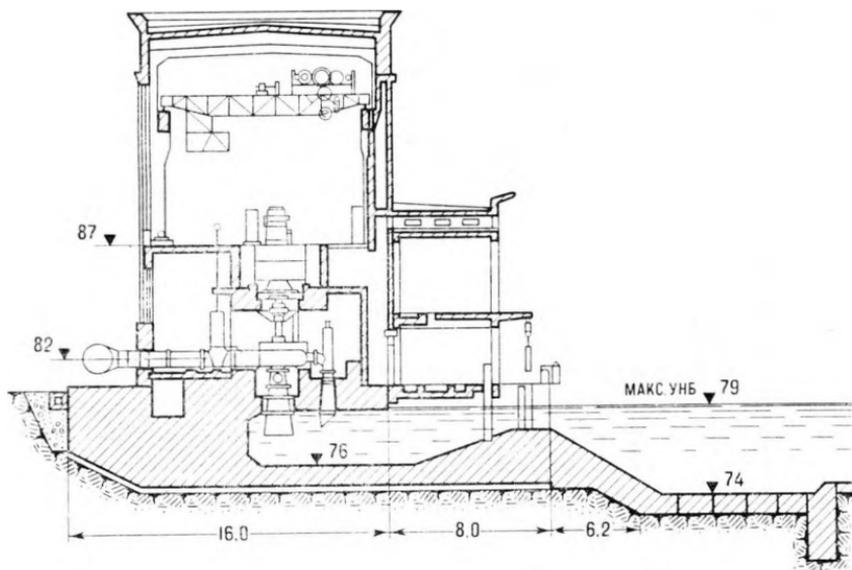


Рис. 2-90. Разрез по зданию Сухумской ГЭС.

На Сухумской гидроэлектростанции осуществлена полная комплексная автоматизация и телемеханизация с Сухумского районного диспетчерского пункта.

Автоматизация электростанции включает: автоматический пуск и остановку всех трех агрегатов, групповое управление активной мощностью станции посредством автооператора и ее автоматическую регулировку в зависимости от расхода воды, дежурство оперативного персонала на дому для дистанционного контроля основных параметров и установок станции.

Автоматическая регулировка напряжения генераторов электростанции производится регулятором фирмы ASEA, на базе которых осуществлено групповое управление реактивной мощностью станции.

С Сухумского районного диспетчерского пункта производится телеуправление активными и реактивными мощностями станции, измерение активных и реактивных мощностей и уровня

воды у плотины. Производится также телеконтроль состояния агрегатов посредством световых сигналов.

Открытая подстанция высокого напряжения расположена на продолжении здания станции со стороны торцевого фасада. С целью защиты территории гидроэлектростанции и подстанции

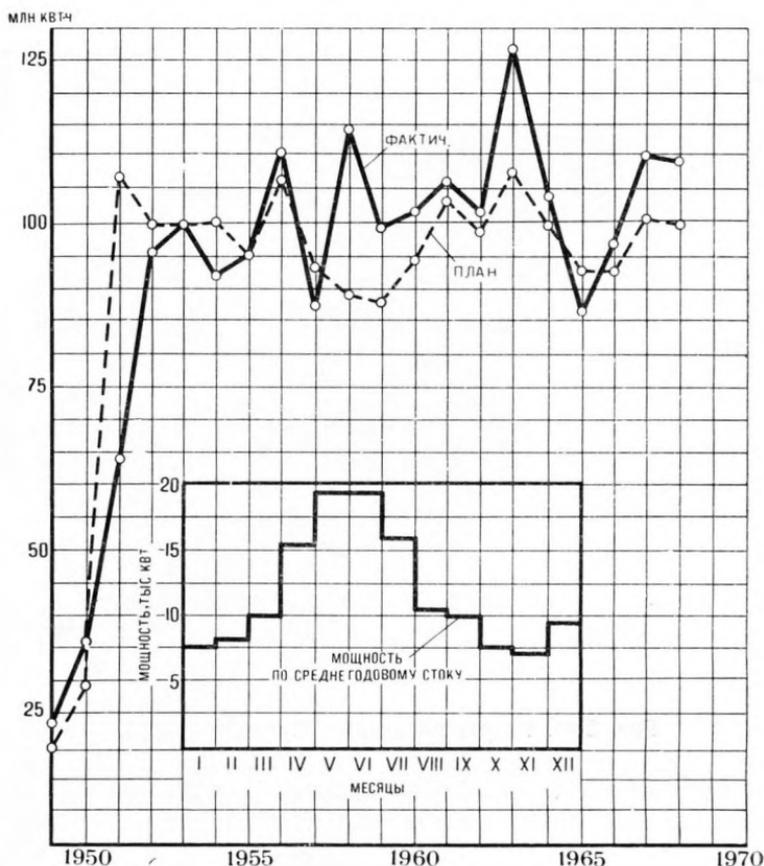


Рис. 2-91. Выработка энергии Сухумской ГЭС за годы эксплуатации.

от наводнений вдоль станции примерно на протяжении 200 м по левому берегу р. Западная Гумиста возведена бетонная береговая стена.

20-километровая линия электропередачи 110 кв г. Сухуми — Сухумская ГЭС, выходящая с открытой повысительной подстанции Сухумской ГЭС, идет сначала вдоль узкого ущелья р. Западная Гумиста, а затем мимо с. Шрома входит на Сухумскую узловую подстанцию. Сухумская подстанция линией 110 кв подсоединена к энергосистеме Грузии.

Сдача в эксплуатацию Сухумской гидроэлектростанции имела большое значение для всей Абхазии и особенно для города Сухуми, где до того времени были лишь маломощные устаревшие дизельные электростанции.

Выработка энергии Сухумской ГЭС за годы эксплуатации приведена на рис. 2-91.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

В первое время эксплуатации станции выяснилось, что на внутренней поверхности напорного трубопровода и металлической рубашки напорного туннеля, затворах и решетках появилось значительное количество железных бактерий. В результате проведения исследовательских работ было установлено, что самым эффективным средством против железных бактерий и коррозии было бы покрытие металлической поверхности упомянутых сооружений несколькими слоями перхлорвиниловой эмали, однако из-за различных причин это мероприятие еще не осуществлено.

Серьезные затруднения возникают на головном узле Сухумской ГЭС при прохождении мусора по р. Восточная Гумиста. В паводковые периоды и во время сильного листопада осенью в водоприемник проникает значительное количество веток, листьев и других плавающих и полувзвешенных тел.

На шиберных затворах перед турбинами медные рубашки штоков часто выходили из строя. Штоки заново изготовлены из нержавеющей стали, после чего они работают хорошо.

Схема Сухумской ГЭС, построенная на основе использования разницы уровней двух параллельно-текущих рек, является оригинальной. С этой точки зрения Сухумская ГЭС была предшественницей Терепля-Рикской гидроэлектростанции в Западной Украине, где по такому же принципу р. Терепля была перебросана в р. Рика.

Представляет интерес решение, когда бетонная арочная перемычка на головном узле, оставлена как постоянное сооружение для задержания донных наносов и их направления к обводному туннелю для промыва верхнего бьефа.

2-18. Багнарская гидроэлектростанция

Багнарская гидроэлектростанция расположена на р. Накадули вблизи курорта Гагра. Багнарская ГЭС использует сток реки на ее порожилом участке и является высоконапорной установкой деривационного типа, состоящей из головного сооружения с горным водозабором тирольского типа, безнапорного деривационного туннеля длиной 1 548 м, напорного трубопровода и здания гидроэлектростанции. Напор станции равен 190 л/, мощность I 600 квт. Энергия, вырабатываемая Багнарской

ГЭС линией электропередачи 35 кв, подводится к Гантиадской подстанции.

Напор станции меньше падения реки на этом участке на 30 м. Неиспользование напора объясняется использованием готового оборудования, рассчитанного на принятый напор.

Технический проект гидроэлектростанции был утвержден в конце 1947 г., и тогда же приступили к строительству подъездных дорог и других подсобных хозяйств.

Сооружения Багнарской ГЭС расположены в горном массиве осадочных пород возраста от верхнего мела до четвертичных пород. С инженерно-геологической и топографической точек зрения район сооружений гидроэлектростанции довольно сложен, особенно те места, где находятся напорный бассейн и силовой узел. Из-за тяжелых оползневых условий здание ГЭС пришлось расположить на скальном утесе на 30 м выше уровня реки.

Расход воды в реке колеблется от $Q_{\text{минс}} = 140 \text{ м}^3/\text{сек}$ до $Q_{\text{мин}} = 0,34 \div 0,4 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{ср}} = 1,35 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Объемы основных строительных работ следующие (тыс. м^3):

Выемка грунта.....	97,3
» скалы	16
Насыпь грунта.....	8,5
Каменные наброски.....	16,6
Бетон и железобетон.....	4,6

Удельные объемы строительных работ составили $\{ \text{м}^3 \}$:

земельно-скальных:

на 1 уст. квт.....	87
на 1 квт-ч.....	0,0126
бетона и железобетона:	
на 1 уст. квт.....	2,9
на 1 квт-ч.....	0,0004

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1961 г. составила 694,3 тыс. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. квт 433 руб., на 1 квт-ч 6,25 коп.

Схема сооружений Багнарской ГЭС представлена на рис. 2—92.

Основные параметры Багнарской ГЭС следующие:

Характер регулирования.....	Суточное
Объем регулирующего слоя бассейна, тыс. м^3 ...	2
Расчетный расход деривации, $\text{м}^3/\text{сек}$.	1,2
» максимальный сбросной расход через сооружения, $\text{м}^3/\text{сек}$	140
Напоры, м:	
максимальный.....	190
расчетный.....	190
минимальный.....	190
Мощность, квт:	
полная установленная.....	1 600
максимальная рабочая.....	1 600
Коэффициент использования установленной мощности	0,79

Выработка в средний по водности год, млн. квт-ч.....	11	
Число часов использования установ- ленной мощности, ч.....	6 940	
Удельный расход воды на 1 Мвт, м ³ /сек		0,75
Параметры турбины:		
тип.....	Горизонтально-ковшевая	
завод-изготовитель.....	«Бовинг»(Англия)	
мощность, квт.....	880	
скорость вращения, об/мин		750
максимальный к. п. д., %		85
расчетный расход, м ³ /сек.....	0,6	
Параметры генератора:		
тип.....	Горизонтальный	
		АКТ-1990
завод-изготовитель.....	«Бовинг»(Англия)	
мощность, квт.....	800	
напряжение, кв.....	6,3	
максимальный к. п. д., %		95

Головные сооружения гидроэлектростанций с горным водозабором выполнены из армобетона. Максимальная строительная высота плотины с донными решетками 3,7 м, длина по гребню 15 м. Ширина водозаборной галереи, устроенной в теле плотины 1,6 м, а максимальная глубина 2,6 м. Перед водозаборной галереей в теле плотины устроен также промывной канал шириной 0,4 м для дополнительного перехвата наносов и сброса их в нижний бьеф. Водозаборная галерея и промывной канал перекрыты решетками. С левым берегом плотина сопрягается береговой подпорной стеной. С правой стороны плотины расположен промывной шлюз шириной 1,5 м, соединенный с водоприемником четырехугольным отверстием, выполненным в правобережном устье.

В начале шлюза предусмотрен бетонный порог. Отметка порога обеспечивает поступление расхода $Q = 1,2$ м³/сек в деривацию непосредственно из промывного шлюза в обход водозаборной галереи в период ремонта, засорения и обмерзания решетки.

Между бычком и правобережным устьем перпендикулярно к оси водозабора устроен промывной канал трапециoidalного сечения закрытого типа из бетонных стенок и железобетонного перекрытия.

Над подъемными механизмами водоприемника на правом берегу построено бетонное помещение с железобетонным перекрытием для защиты водоприемника от снежных обвалов и камней.

Деривационный безнапорный туннель Багнарской ГЭС проложен в правобережном склоне р. Накадули. Он начинается за правой стенкой промывника головного узла. Его длина 1548 м, сечение 1,5 X 1,95 м. Туннель проложен в известняках, характеризующихся в основном как породы трещиноватые и раздроб-

ленные. Карстовые явления развиты по всему туннелю. Первоначально туннель был запроектирован целиком безнапорным, но впоследствии в процессе строительства вследствие ошибочно заданной отметки репера у второго штрека на участке туннеля длиной 120 м был создан отстойник, в связи с чем за отстойником туннель выполнен напорным.

Туннель на длине 730 м облицован бетоном, а в начальной части на 41 м — железобетоном. На остальной части туннеля длиной 677 м облицована бетоном лишь нижняя его часть — лоток.

В конце деривационного туннеля расположен напорный бассейн, выполненный в виде закрытого вертикального круглого железобетонного резервуара диаметром 3,5 м. На дне бассейна



Рис. 2-92. Схема сооружений Багнарской ГЭС.

имеется углубление, откуда начинается сбросная труба промывника бассейна. Входной оголовок напорного турбинного трубопровода заделан в стену резервуара. Для сброса излишней воды внутри бассейна устроен железобетонный сливной лоток. Ниже напорного резервуара на склоне расположено помещение затворов напорного трубопровода.

Металлический напорный турбинный трубопровод проложен по склону с крутизной в верхней части до 40° и в нижней до $60\text{--}70^\circ$. В верхней части трасса трубопровода проходит по пластовым, полукристаллическим известнякам, ниже по трассе эти известняки прикрыты слоем каменных обломочных пород с небольшим содержанием суглинка, а в самой нижней части трассы трубопровода залегают известковистые мергели.

Общая длина металлического трубопровода, включая коллектор (но без ответвлений), 387 м. Диаметр его в верхней части 700 мм, а в нижней — 600 мм. Толщина стенки трубопровода

12 мм. Металлический трубопровод опирается на 10 анкерных и 24 промежуточных опор скользящего типа.

В помещении шиберных затворов установлены два шиберных затвора диаметром 750 мм, причем один из них установлен

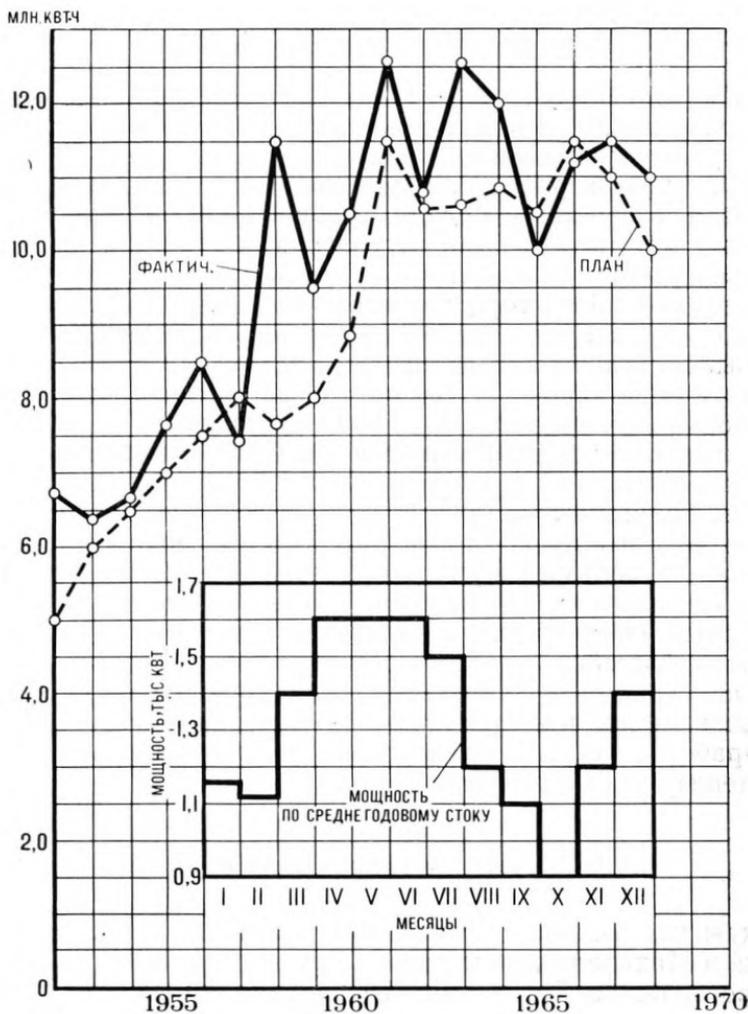


Рис. 2-93. Выработка энергии Багнарской ГЭС за годы эксплуатации.

на отводе трубопровода диаметром 700 мм к бассейну суточного регулирования и имеет ручное управление, второй стоит на начальном участке напорного трубопровода и оборудован автоматическим дистанционным управлением с ГЭС.

Двухэтажное здание ГЭС состоит из машинного зала в первом этаже и распределительного устройства, щита управления,

аккумуляторной и прочих подсобных помещений во втором этаже. Одна из стен генераторного здания со стороны верхнего бьефа представляет собой подпорную стенку. Ее назначение сводится к защите здания ГЭС от массы делювиального грунта, проявляющей признаки сползания.

Размеры здания станции: длина 28,4 м, ширина 9,7 м, высота 13,2 м.

Турбинное оборудование ГЭС включает шиберные затворы диаметром 450 мм перед турбинами с монтажным патрубком между фланцем затвора и коленом.

На гидроэлектростанции установлены два гидроагрегата. Разгонная скорость вращения турбин 1 450 об/мин. Турбины снабжены автоматическими регуляторами скорости проточного типа. Генераторы выполнены с открытым охлаждением, с забором воздуха с обоих торцов и выбросом у верха статора.

В 20 м от здания станции со стороны верхнего бьефа и на 16 м выше станционной площади расположена открытая повысительная подстанция 6,3/35,0 кВ, где установлены два силовых трансформатора мощностью в 1 000 кВА каждый.

Несмотря на то, что Багнарская ГЭС имеет небольшую мощность и с большим основанием может быть отнесена к группе сельских гидроэлектростанций, нежели к системным станциям, она тем не менее представляет интерес с инженерной точки зрения. Здесь используется участок большого падения реки Накадули с несколькими водопадами. Туннель проведен так, что используемый напор на одном километре равен 147 м. Кроме того, в качестве бассейна суточного регулирования использована естественная карстовая воронка, водонепроницаемость которой обеспечивается путем соответствующей облицовки дна и откосов.

Выработка энергии Багнарской ГЭС за годы эксплуатации характеризуется графиком на рис. 2-93.

2-19. Бжужская гидроэлектростанция

Бжужская гидроэлектростанция возведена на горной реке Бжужа в Махарадзевском районе Грузинской ССР.

Строительство Бжужской ГЭС начало Министерство пищевой промышленности Грузинской ССР еще в 1950 г. В 1954 г. строительство было передано Министерству электростанций СССР и работы по строительству велись трестом Грузгидроэнергострой.

Сначала Бжужская ГЭС была запроектирована мощностью 8 тыс. кВт. В дальнейшем было представлено предложение об увеличении мощности в 1,5 раза (инж. П. Шенгелия). Проведенный энергоэкономический анализ подтвердил целесообразность повышения мощности, и станция была построена мощностью 12,24 тыс. кВт.

В створе плотины ГЭС р. Бжу́жа имеет следующие гидрологические характеристики: $Q_{\min} = 0,7 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\max} = 88,1 \text{ м}^3/\text{сек}$ и $Q_{\text{ср}} = 4,61 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Схема сооружений Бжу́жской ГЭС представлена на рис. 2-94.

ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

Гидроэлектростанция состоит из следующих гидротехнических сооружений: водосливной плотины с промывным шлюзом; водоприемника открытого типа; двухкамерного отстойника с периодическим промывом, размещенного в подземном скальном массиве; деривационного безнапорного туннеля длиной 2,72 км;



Рис. 2-94. Схема сооружений Бжу́жской ГЭС.

напорного бассейна с холостым водосбросом; однопроводного металлического напорного турбинного трубопровода длиной в 786 м и отводящего канала.

Промывной шлюз предназначен для сброса влекомых наносов во избежание завала ими верхнего бьефа и порога водоприемника. Шлюз имеет один пролет 6 м, перекрыт автоматизированным плоским затвором, создающим подпор, равный 5 м. Для сброса в нижний бьеф плавающих тел в верхней части затвора предусмотрен поворотный клапан, высотой 1,0 м. Порог шлюза располагается на отметке русла реки.

Водосливная плотина представляет собой водослив практического профиля. Длина водослива по гребню равна 22,5 м.

Водоприемник открытого типа, поверхностный с двухпролетным шлюзом шириной по 2 м каждый пролет. Отметка входного порога водоприемника выше порога промывного шлюза плотины на 3 м.

В каждом пролете шлюза водоприемника предусмотрены автоматизированные рабочие затворы для предупреждения подачи воды в деривацию сверх расчетного расхода.

Расчетный расход деривации, забираемый водоприемником, равен $5,35 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Переходные участки от водоприемных отверстий до начала отстойника длиной 12,0 м имеют в плане криволинейную форму; их ширина меняется от 3,5 м в начале до 2,5 м в конце. Перед отстойными камерами установлены затворы, посредством которых производится регулировка поступления воды во время промыва камер отстойника. Для выравнивания скоростей потока перед отстойными камерами установлено по два ряда успокоительных решеток. Каждая камера отстойника рассчитана на пропуск 50% всего расхода, при этом скорость воды равна 0,25 м/сек. Во время промыва одной из камер вторая обеспечивает пропуск полного расчетного расхода в деривацию с увеличенной скоростью. В конце отстойника в его выходном оголовке расположены донные промывные отверстия с плоскими колесными затворами, через которые наносы поступают в штрек-грязеспуск длиной 128 м. За выходным оголовком отстойника устроен плавный переход в деривационный туннель.

Туннельный водосброс, расположенный в левобережном склоне ущелья, в период строительства плотины обеспечивал сброс бытовых расходов р. Бжуза в обход строительного котлована. При эксплуатации туннельный водосброс используется в качестве дополнительного отверстия для сброса части паводковых расходов. У туннельного водосброса гранитом облицованы только дно и стены на высоту 1,1 м, так как он проходит в прочных скальных породах. При наличии водосливного порога перед входом в туннель в последний будут попадать наносы сравнительно мелких фракций. Длина водосбросного туннеля равна 85,3 м. Сечение туннеля внизу прямоугольное шириной в свету 5 м с полуциркульным сводом вверху. Размеры туннеля подобраны из расчета пропуска строительного паводка, равного 145 м³/сек, при коэффициенте шероховатости 0,03. Если расход воды во время наводнения превосходит пропускную способность туннельного водосброса, сброс излишков воды производится через водосливную плотину и промывной шлюз.

Длина деривационного безнапорного туннеля, начинающегося за отстойниками, проходящего по правому берегу р. Бжуза 2 720 м. Внутреннее очертание туннеля корытообразное (ширина 2,1 и высота 2 м). На протяжении 400 м туннель облицован бетоном, а на скальных 2 320 м — бетон уложен только в пределах смоченного периметра.

Из деривационного туннеля вода поступает в открытый напорный бассейн, примыкающий к выходному portalу туннеля. Общая длина напорного бассейна 18 м, а ширина меняется от 2,1 до 6 м. Максимальная глубина воды в бассейне при нормальном рабочем горизонте равна 4,4 м. Для очистки бассейна от наносов в его правой стене имеется промывное отверстие грязеспуска, перекрытое донным затвором скользящего типа. Грязеспуск соединен с быстротоком холостого водосброса, расположенного в конце переходного участка напорного бассейна, пер-

пендикулярно к течению воды, который выполнен в виде железобетонного лотка шириной 2 м и высотой 1,5 м. Общая длина быстротока равна 165,5 м.

В передней торцевой железобетонной стенке напорного бассейна заделан металлический турбинный трубопровод диаметром 1,3 м. Перед трубопроводом располагается рабочий донный затвор колесного типа размером 1,5x1,7 м, снабженный стационарным подъемным механизмом грузоподъемностью 5 Т с механизмом быстрого спуска. Перед рабочим затвором имеется мелкая сороудерживающая решетка. Общая длина напорного металлического трубопровода составляет 786 м, максимальный напор внизу 300 м. При расчетном расходе воды в трубопроводе потери напора достигают 11 м. Трубопровод опирается на 6 анкерных и 74 промежуточные опоры каткового типа.

Ниже начинается коллекторный участок трубопровода с тремя отводами к гидротурбинам. Диаметр трубопровода меняется в пределах 1,3—1—0,55 м, а толщина стенок — от 14 до 26 мм.

Основные параметры Бжужской ГЭС следующие:

Характер регулирования.....	Нерегулирующая
Расчетный расход деривации, м ³ /сек	5,35
» максимальный сбросной расход	
через сооружения, м ³ /сек	250
Напоры, м:	
максимальный	300
расчетный	291
Мощность, квт:	
полная установленная	12 240
максимальная рабочая	12 240
Коэффициент использования водотока	0,46
» » установленной	
мощности	0,54
Выработка в средний по водности год, млн.	
квт -ч	69,3
Число часов использования установленной	
мощности, ч	4 740
Удельный расход воды на 1 Мвт, м ³ /сек	0,429
Параметры турбины:	
тип	Струйно-ковшевая
завод-изготовитель	«Фойт» (Австрия)
мощность, квт	4 270
скорость вращения, об/мин	500
максимальный к. п. д., %	86
расчетный расход, м ³ /сек	1,775
Параметры генератора:	
тип	Горизонтальный
завод-изготовитель	«Симменс-Шуккерт»
	(Австрия)
мощность, квт	4 080
напряжение, кв	6,3
ток, а	468

ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Здание гидроэлектростанции расположено параллельно руслу р. Бжу́жа (рис. 2-95). В нем размещены три горизонтальные двухсплошные ковшовые турбины. Здание ГЭС объединяет ма-

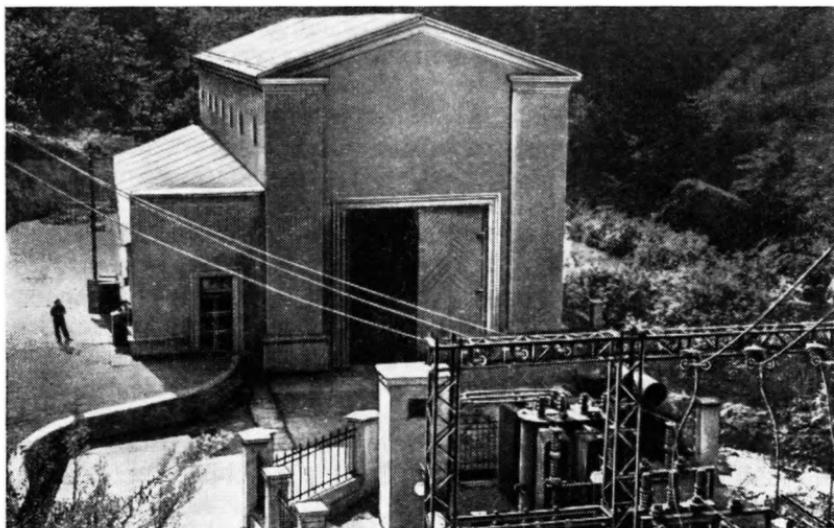


Рис. 2-95. Здание Бжужской ГЭС.

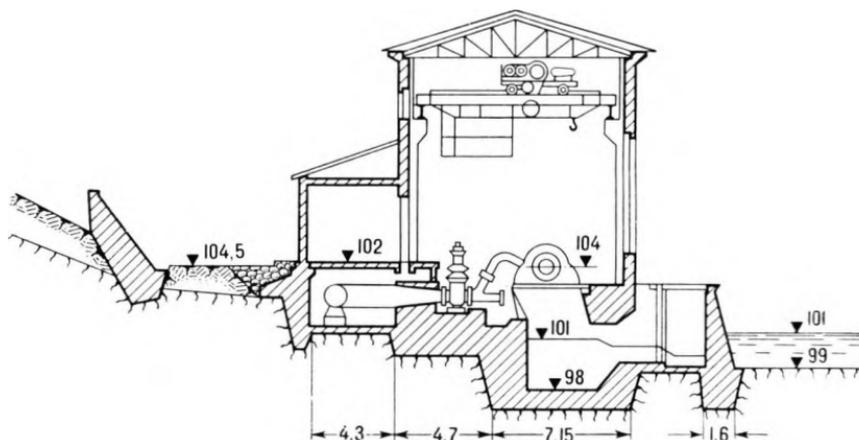


Рис. 2-96. Разрез по зданию Бжужской ГЭС.

шинный зал (рис. 2-96) и одноэтажную пристройку распределительных устройств.

Отводящий канал сбрасывает отработанную в турбинах воду в р. Бжу́жа. Общая длина канала 25 м. На этой длине наружная

стена канала является одновременно и набережной стеной, ограждающей станционную площадку.

Открытая подстанция 35 кв расположена на одной площадке рядом со зданием ГЭС. На открытой подстанции установлен повысительный трансформатор 15 000 ква, 6,6/35 кв и разделительный трансформатор 6,3/6,3 кв—560 ква. От станционной подстанции отходит линия 35 кв к Махарадзевской подстанции.

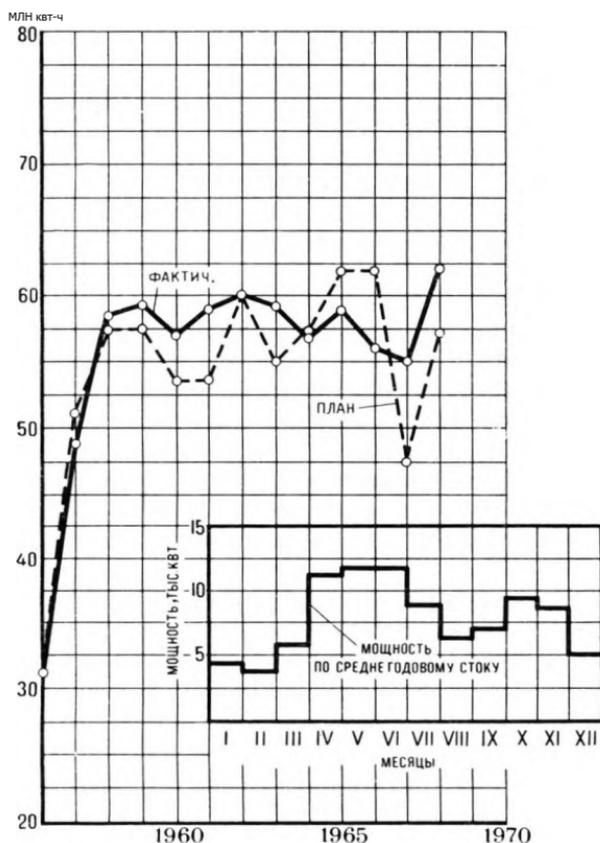


Рис. 2-97. Выработка энергии Бжужской ГЭС.

Первый агрегат гидроэлектростанции был сдан в эксплуатацию в феврале 1956 г., а последний — в январе 1957 г.

На Бжужской ГЭС осуществлена полная комплексная автоматизация, включающая автоматический пуск и остановку всех трех агрегатов, групповое управление активной мощностью станции и ее автоматическое регулирование в зависимости от расходов воды. Оперативный персонал станции переведен на дежурство на дому.

Выработка энергии Бжужской ГЭС за годы эксплуатации представлена на рис. 2-97.

На строительстве Бжужской ГЭС выполнены следующие объемы основных работ (тыс. м³):

Выемка мягкого грунта.....	162
» скального грунта.....	78
Насыпь мягкого грунта.....	7
Бетон и железобетон.....	27,3

Удельные объемы строительных работ составили (м³):

земельно-скальных:	
на 1 уст. квт.....	20,2
» 1 квт-ч.....	0,0035
бетона и железобетона:	
на 1 уст. квт.....	2,23
» 1 квт-ч.....	0,0004

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1961 г. 5,11 млн. руб., капиталовложения в энергетику 4,65 млн. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. квт 387 руб., на 1 квт-ч 6,7 коп.

Бжужская ГЭС — обычная гидроэлектростанция горного типа, без регулирования, высоконапорная, с небольшой мощностью. Ее гидротехнические сооружения и оборудование характерны для энергетического использования рек, имеющих высокий напор, небольшой расход воды и несущих достаточно большое количество донных наносов и мусора. Сооружения Бжужской ГЭС в течение многих лет удовлетворительно выполняют свое назначение. С этой точки зрения Бжужскую ГЭС можно считать образцом использования аналогичных рек.

ИНГУРСКИЙ КАСКАД ГЭС

Река Ингури является одной из крупных рек Черноморского побережья Кавказа. Бассейн реки Ингури, расположенный в северо-западной части Грузии, имеет площадь водосбора 4 060 км², общее падение 2 600 м, среднегодовой расход в устье 212 м³/сек. Большая часть течения реки (примерно 78%) приходится на горную местность с высотой более 1 000 м.

Длина реки Ингури 220 км. Ее бассейн до с. Джвари представляет собой горный район, покрытый густыми лесами. Как сама р. Ингури, так и ее притоки текут в узких и глубоких ущельях, зачастую в труднодоступных или совершенно недоступных для человека местах. Ингури — типичная горная река с большими перепадами. Местами ее русло забито большими валунами, образующими пороги и водопады. Ниже с. Джвари как бассейн, так и характер течения этой реки резко меняются. Выхода из гор на равнину, река разделяется на несколько ветвей и течет по непостоянному руслу. В низменных прибрежных районах Ингури создает болота. Исток р. Ингури находится в районе Шхары (Большой Кавказский хребет), где господствуют вечные ледники. Наличие ледников в бассейне обуславливает характер

питания реки, режим ее стока и расхода. В общем режим р. Ингури можно характеризовать следующим образом: после зимнего минимума во второй половине марта или в начале апреля начинается интенсивный рост расходов, которые обычно достигают максимума в июне—июле, а затем наступает период постепенного уменьшения расхода реки, продолжающийся до конца осени.

Большие расходы р. Ингури нередко имеют место до конца августа. Зимой расходы хотя и уменьшаются, но остаются относительно высокими и достаточно стабильными. Хороший режим питания водой обуславливает большой модуль стока, который в среднем течении равен примерно 45 л/сек.

Река Ингури — одна из наиболее полноводных рек Грузии. Среднегодовой расход воды в районе возводящейся арочной плотины составляет $Q_{\text{ср}}=155 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{мин}}=18 \text{ м}^3/\text{сек}$, $Q_{\text{макс}} = 873 \text{ м}^3/\text{сек}$ расчетный максимальный расход с 0,01% обеспеченности— $2\,500 \text{ м}^3/\text{сек}$ и 5% обеспеченности — $900 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Климат бассейна р. Ингури разнообразен — верховья находятся в высокогорной холодной зоне, а устье — в теплом субтропическом поясе.

Существенное увеличение удельных мощностей потока наступает после впадения в р. Ингури притока Халдисчала, достигая 2 100 *квт/км*. На участке р. Ингури между устьями притоков Ненскра и Тхеиши удельная мощность потока достигает 11 000 *квт/км*, а на участке между устьями притоков Хумпрери и Ненскра— 14 000 *квт/км*. Уменьшение уклонов в нижнем течении компенсируется увеличением расходов р. Ингури, вследствие чего ее удельные мощности и здесь остаются высокими, близкими к 10 000 *квт/км*. На конечном участке р. Ингури удельные мощности снижаются до 1 000 *квт/км*.

Несмотря на то, что р. Ингури в течение многих десятков лет приковывал внимание лучших специалистов-инженеров, намечаемые ими схемы ее использования с применением обычных гидротехнических сооружений не давали тех результатов, каких следовало бы ожидать от такого мощного водотока. Лишь в 1955 г. группа специалистов Тбилгидропроекта в результате рекогносцировки наметила эффективную схему использования р. Ингури с применением уникальных гидротехнических сооружений — сверхвысоких плотин и высоконапорных туннелей.

Предложенная в 1955 г. Тбилгидропроектом схема использования р. Ингури состоит из пяти ступеней общей установленной мощностью 1 350 тыс. *квт* и годовой выработки 9 700 млн. *квт-ч*. В 1960 г. указанная схема вновь была переработана в нескольких вариантах.

По совокупности экономических и энергетических характеристик был выбран вариант каскада из семи ГЭС (Ипари, Латали, Пари, Тобари, Ингури, Перепадная I и Перепадная II), использующий переброску стока р. Ингури в бассейн соседней

реки Эрисцкали. Общая установленная мощность каскада 2 840 тыс. квт, при годовой выработке 9 795 млн. квт-ч.

В период 1964—1965 гг. Тбилгидропроект уточнил схему использования р. Ингури, учитывая факт строительства Ингурской ГЭС. По этой уточненной схеме рекомендовано использовать участок выше плотины Ингурской ГЭС всего в двух ступенях: первая ступень — Тобарская ГЭС I с деривацией и отводящим трактом, сопрягающимся с водохранилищем второй сту-

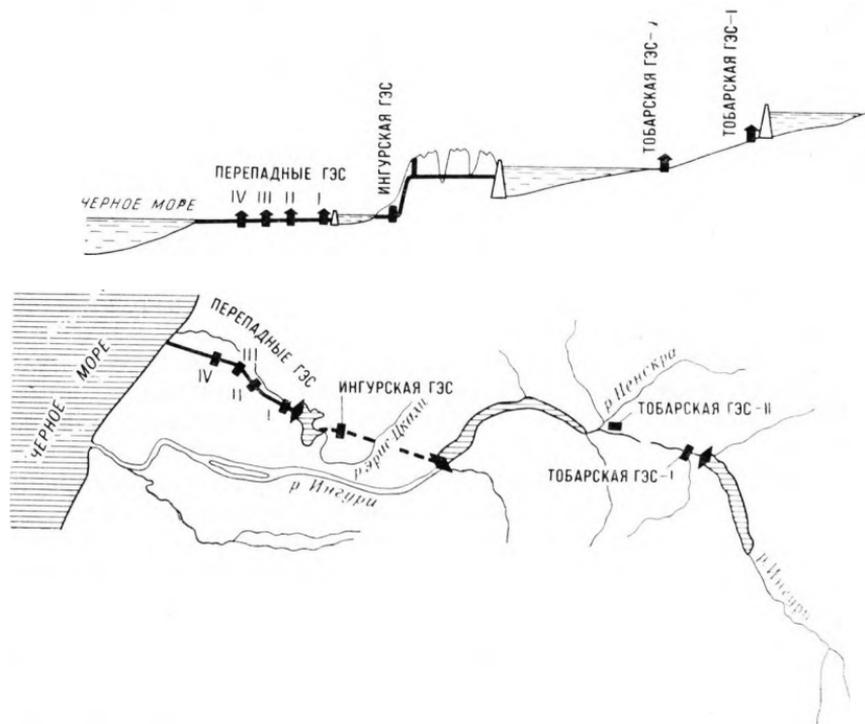


Рис. 2-98. Схема использования р. Ингури.

пени Тобарская ГЭС II, отводящим трактом, сопрягающимся с водохранилищем Ингурской ГЭС (рис. 2-98).

Расположенные выше Тобарских ГЭС ступени — ПариГЭС, ЛаталиГЭС и ИпариГЭС, предусмотренные схемой 1960 г., отнесены к более отдаленной перспективе. Тогда же было намечено строительство Ингурской ГЭС, использующей нижнее и часть среднего течения реки.

2-20. Ингурская гидроэлектростанция

Ингурская гидроэлектростанция, строительство которой ведется сейчас, возводится на основе схемы использования падения двух рек — Ингури и Эрисцкали путем переброски р. Ин-

гури в Эрисцкали. Ингурская ГЭС предусмотрена сначала для включения в объединенную энергетическую систему Закавказья, а затем и в энергосистему Северного Кавказа и Юга России.

Под общим наименованием «Ингурская гидроэлектростанция» подразумевается комплекс пяти гидроэлектростанций, в которые входят основная плотинно-деривационная установка Ин-

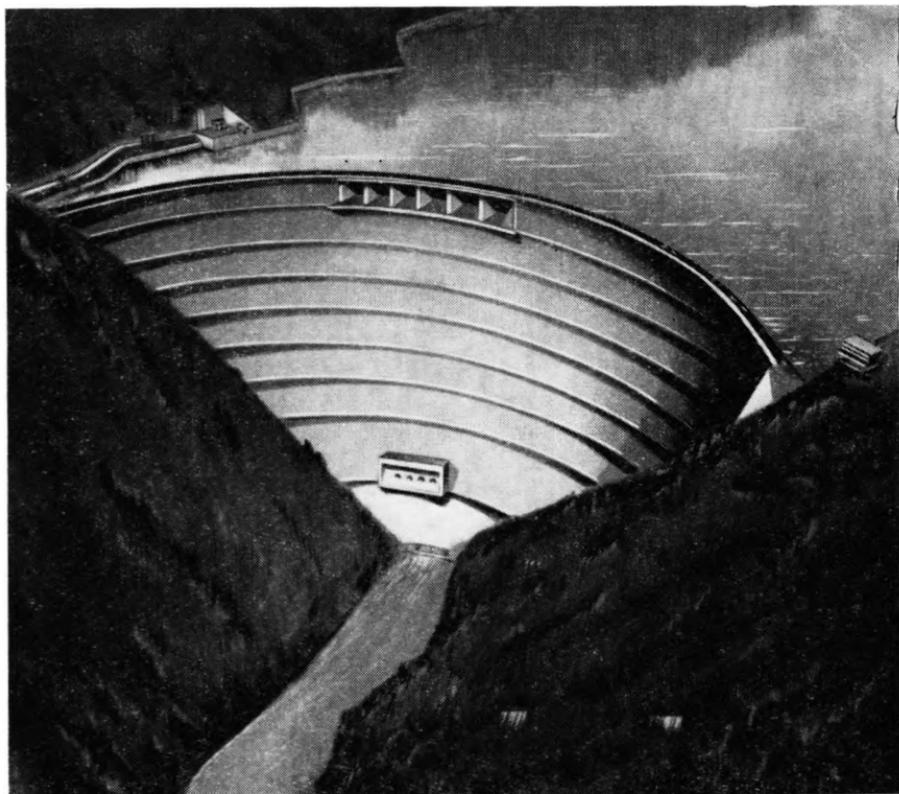


Рис. 2 99. Арочная плотина Ингурской ГЭС (проект).

гурская ГЭС (рис. 2-99, 2-100), приплотинная установка — Перепадная ГЭС I (рис. 2-101) и три однотипные русловые установки Перепадные ГЭС II, III и IV, расположенные на отводящем канале, впадающем в Черное море.

Общий напор, используемый на основной, первой ступени Ингурской ГЭС, составляет 409,5 м, из них 226 м создается арочной плотиной, а остальные 183,5 м — напорной деривацией. Остальные четыре перепадные гидроэлектростанции на отводящем канале используют остающееся после Ингурской ГЭС 100-метровое падение реки.

Гидроузел целиком, а также многие его отдельные сооружения уникальны, подобные сооружения не встречаются ни в отечественной, ни в зарубежной практике проектирования и строительства.

Научно-исследовательские и специальные проектные организации не имели достаточного опыта проектирования и науч-

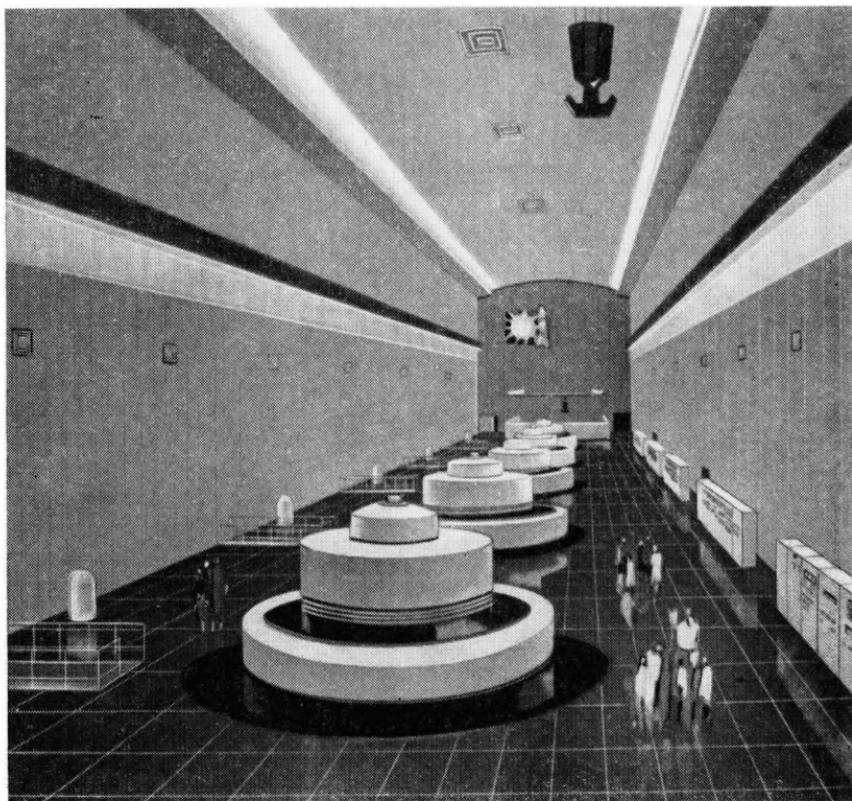


Рис. 2-100. Машинный зал Ингурской ГЭС.

ного обоснования подобных сооружений, однако в результате упорной и кропотливой работы удалось выяснить и изучить целый ряд вопросов, в частности: прочность основания арочной плотины — скального грунта, характеристики сдвигов и фильтрации, укрепление скального грунта посредством цементации. Опытным путем была определена плотность цементационной завесы; посредством моделирования и теоретических исследований рассчитана форма арочной плотины, ее профиль и напряжения в случаях действия на нее различных нагрузок; изучена на модели вибрация плотины, когда на ней работает водоброс; ис-

следованы условия работы внутренней обделки туннеля с высоким напором в условиях напряженного состояния больших горных выработок; состояние берегов Гальского водохранилища и береговой зоны побережья Черного моря. Был произведен подбор состава бетона и изучение его состояния при эксплуатации арочной плотины и других сооружений, исследованы грунты вто-

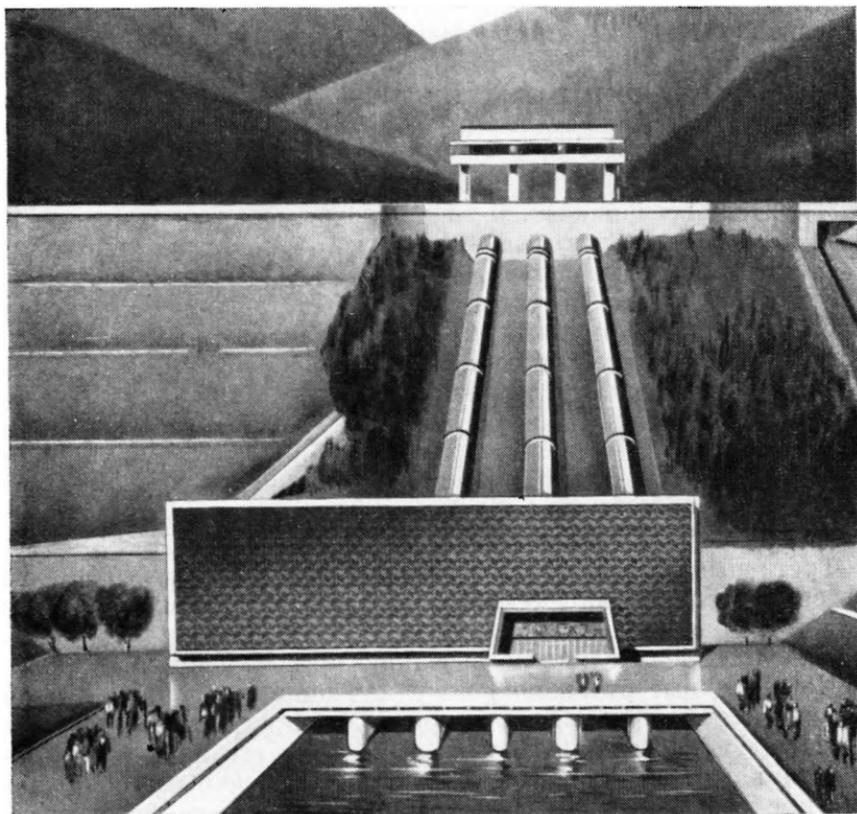


Рис. 2-101. Здание Перепадной ГЭС I.

рой ступени каскада ГЭС, разработано уникальное гидросиловое оборудование гидроэлектростанций и др.

Со строительством и пуском в эксплуатацию Ингурской ГЭС решится не только проблема энергетики, но и проблема орошения субтропических земель и осушения заболоченных земель в этом районе. Эти земли, площадь которых превышает 17 тыс. га, расположены в нижнем течении рек Ингури и Эрисцкали. Они будут использованы для возделывания чая, цитрусовых и масличных культур. Кроме того, Ингурская ГЭС избавит от угрозы наводнения 6 500 га земли в субтропической зоне,

которые будут использованы для возделывания субтропических культур, и от переселения с этих земель населения.

Строительство отдельных сооружений Ингурской ГЭС ведется в относительно хороших условиях, в густонаселенных и освоенных местах, характеризующихся влажным субтропическим климатом со средней температурой воздуха $+14^{\circ}$ С, неподалеку от магистральной линии Закавказской железной дороги и шоссе Батуми-Сухуми.

Район расположения сооружений Ингурской ГЭС сложен юрскими, меловыми, третичными и четвертичными отложениями. Юрские породы имеют развитие лишь в пределах Джварского водохранилища и представлены водоупорными скальными породами порфиритовой свиты байоса, состоящим из туфобрекчий, туфопесчаников и туфов с внутриформационными покровами порфиритов; песчаниками и глинами киммеридж-титона, развитыми в небольшой полосе в нижней части водохранилища.

Меловые породы, получившие развитие по трассам всех сооружений собственно Ингурской ГЭС, представлены барремскими известняками, доломитами и доломитизированными известняками — в основном толстослоистыми и массивными, которые слагают район головного узла и начальный участок напорного деривационного туннеля; известняками верхнего мела, имеющими пластовое сложение; в них проходит напорный деривационный туннель и большая часть отводящего туннеля; альб-сеномакскими глинами, мергелями и песчаниками, слагающими концевую часть отводящего туннеля на длине около 150—180 м.

Третичные породы развиты в южной части района; ими слагается весь район сооружений Перепадной ГЭС I, включая Гельское водохранилище и начальный участок отводящего канала. Они представлены глинами, песчаниками и конгломератами.

Четвертичные отложения получили широкое развитие в южной части района, в пределах расположения Перепадных ГЭС II, III и IV и отводящего канала на всем его протяжении, исключая начальный участок, сложенный третичными породами. Они представлены глинами, суглинками, песками, галечниками и иловатыми грунтами пластической консистенции.

Сейсмичность района строительства арочной плотины Ингурской ГЭС установлена в 8 баллов, а для района Перепадных ГЭС — в 7 баллов.

Арочная бетонная плотина высотой 271,5 м (рис. 2-102), сооружаемая у р. Джвари на р. Ингури, создает Джварское водохранилище общим объемом 1100 млн. m^3 и полезным — 680 млн. m^3 при расчетной глубине сработки 70 м. Забор воды из водохранилища в напорную деривацию осуществляется глубинным водоприемником туннельного типа, расположенным на правом берегу водохранилища в 105 м от арочной плотины.

Напорный деривационный туннель диаметром в свету 9,5 м и длиной 15,05 км рассчитан на пропуск расчетного расхода воды

в $450 \text{ м}^3/\text{сек}$. Он подводит воду к подземной однокамерной уравнильной шахте диаметром 21 м высотой 176 м с открытой верхней камерой объемом 60 тыс. м^3 . За уравнильной шахтой сооружаются пять ниток подземных турбинных водоводов с металлической оболочкой диаметром 5 м и длиной 680 м по средней нитке.

Подземная Ингурская ГЭС (рис. 2-103) имеет следующие размеры (по внутреннему контуру): ширину $19,7 \text{ м}$, длину 125 м и высоту 49 м . В машинном зале, имеющем высоту 17 м , устанавливаются 5 гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами мощностью по 260 Мвт при расчетном расходе воды $90 \text{ м}^3/\text{сек}$ и расчетном напоре 325 м . Общая установленная мощность основной ступени Ингурской ГЭС составляет $1\,300 \text{ Мвт}$, среднегогодовая выработка электроэнергии— $4\,330 \text{ млн. квт-ч}$. Расстояние между агрегатами принято $17,5 \text{ м}$. Подвод воды к турбинам осуществляется спиралями смешанной конструкции (металлическая в железобетонной обойме). Перед каждой спиралью устанавливается рабочий шаровой затвор диаметром 3 м с гидромеханическим приводом.

Использованная вода безнапорным отводящим туннелем коробового сечения $10,44 \times 13,2 \text{ м}$, длиной $3,15 \text{ км}$ сбрасывается в Гальское водохранилище на р. Эрисцкали, которое создается каменно-земляной плотиной высотой 55 м , сооружаемой в пяти километрах от г. Гали. Полный объем воды Гальского водохранилища — 145 млн. м^3 .

В состав сооружений второй ступени Ингурского каскада — Перепадной ГЭС I входят; плотина из местных материалов, водоприемник; поверхностный водосброс, турбинные водоводы, здание ГЭС, отводящий канал, строительный туннель. Наличие на месте большого количества грунтовых и каменных материалов, пригодных для возведения каменно-земляной плотины, и благоприятные геологические условия основания предопределили целесообразность принятого типа плотины. Низовая упорная призма состоит из каменной наброски — горной массы, получаемой из карьера известняка. Водонепроницаемость плотины обеспечивается экраном из конгломератов.

Вблизи низового откоса плотины строится приплотина Перепадная ГЭС I, в которой устанавливаются три вертикальных

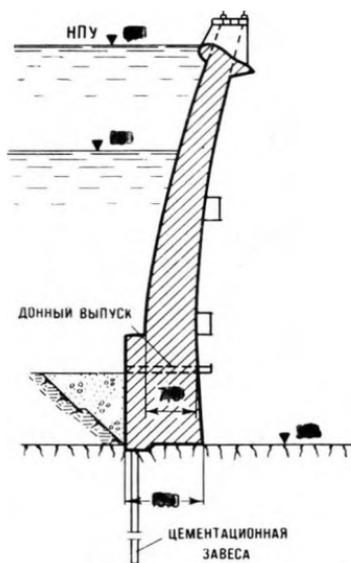


Рис. 2-102. Разрез по арочной плотине Ингурской ГЭС.

гидроагрегата с поворотными лопастными турбинами мощностью по 73,3 тыс. квт.

Расчетный расход станции — 425 м³/сек, расчетный напор 59 м. Общая установленная мощность Перепадной ГЭС I 220 Мвт; среднемноголетняя выработка электроэнергии 700 млн. квт-ч.

Использованная на Перепадной ГЭС I вода отводится к Черному морю необлицованным каналом длиной 22,25 км; на пере-

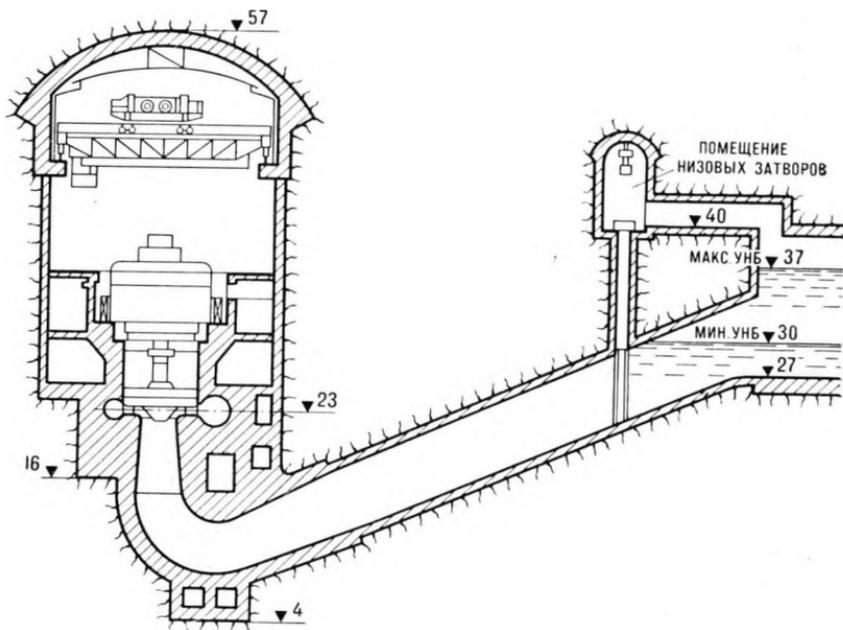


Рис. 2-103. Разрез по подземному зданию Ингурской ГЭС.

падах канала сооружаются три однотипные Перепадные ГЭС II, III, и IV, в которых устанавливаются по два капсульных агрегата мощностью по 20 Мвт. Общая установленная мощность Перепадных ГЭС II, III и IV равна 120 Мвт; среднемноголетняя выработка электроэнергии 430 млн. квт-ч.

Таким образом, суммарная установленная мощность Ингурской гидроэлектростанции равна 1 640 Мвт, среднемноголетняя выработка электроэнергии 5 460 млн. квт-ч.

Передачу электроэнергии Ингурской ГЭС в энергосистему Грузии предполагается осуществить по линии электропередачи 500 кв ИнгуриГЭС — Зестафони — Тбилиси. От подстанции Тбилиси линии электропередачи того же напряжения отходят — одна в Азербайджан, на подстанцию Акстафа, а другая — в систему Юга России.

Выдача мощности Перепадных ГЭС в систему осуществляется самостоятельно линиями электропередачи 110 и 220 кв. Линиями 110 кв указанные гидроэлектростанции присоединяются к двухдепной линии 110 кв Ткварчельская ГЭС — Зугдиди, а также к подстанции Очамчире. Линией же 220 кв устанавливается связь с системой через высоковольтную линию передач 220 кв Ткварчельская ГЭС — большой Кутаиси.

Проектное задание Ингурской ГЭС было утверждено в 1960 г., а составление технического проекта (после внесения окончательных изменений) было завершено в 1969 г.

Следует отметить, что наряду с генеральной проектной организацией Тбилгидроэнергопроект, несущей главную ответственность за полное и надежное проектирование и сооружение Ингурской ГЭС, неустанно трудится и оказывает строительству помощь целый ряд других проектных, научно-исследовательских и учебных институтов страны. Основными среди них являются: Московский институт Гидропроект с Ленинградским и Украинским отделениями, научно-исследовательские институты Министерства энергетики и электрификации СССР — ВНИИГ имени Б. Е. Веденеева, ТНИСГЭИ имени А. В. Винтера и НИС «Гидропроект» имени С. Я. Жука, Грузинский политехнический институт имени В. И. Ленина, Московский инженерно-строительный институт, Ленинградский политехнический институт и др. Все эти организации выполнили для Ингурской ГЭС более двухсот проектных разработок и научных исследований. В особо ответственной части, например по расчету и модельными исследованиями арочной плотины, работы дублировались разными организациями.

Сейчас на строительстве Ингурской гидроэлектростанции широко развернулись строительно-монтажные работы. Созданы управление строительства в г. Зугдиди, строительные управления: для высотной арочной плотины — Ингурплотинстрой, деривационных туннелей — Туннельстрой, станционного напорного узла — Силовой узел, Перепадная ГЭС I, Управление механизированных работ — УМР, Управление гражданского и жилищного строительства и автотранспортное управление. Кроме того, на строительстве в качестве субподрядчиков производят работу строительно-монтажные управления дорожного строительства, строительства высоковольтных линий электропередач, трест Гидромеханизация, строительное управление треста Гидроспецстрой, строительное управление Союзлифт, участок треста Спецгидроэнергомонтаж, Шахтспецстрой, Мостострой и др.

Общее количество рабочих, инженерно-технического и обслуживающего персонала, считая и субподрядчиков, превосходит 10 000 человек.

Строительство Ингурской ГЭС оснащено современным землеройным, буровым, очистным, подъемным, транспортным оборудованием и другими механизмами.

Большие мероприятия проведены для создания работникам строительства нормальных жилищных и культурно-бытовых условий. В 14 благоустроенных поселках проживают свыше 25 тыс. человек, которые занимают около 150 тыс. m^2 жилой площади. Общий объем соцкультбытового строительства составляет 360 тыс. m^3 .

Для обеспечения строительства и эксплуатации всего комплекса сооружений Ингурской ГЭС построена разветвленная сеть автомобильных дорог, включая вынос дорог из зоны затопления водохранилищ. Общая протяженность дорог для нужд строительства и эксплуатации составляет 273,5 км, в том числе вновь построенных 170,1 км и реконструированных 103,4 км.

Объемы строительных работ Ингурской ГЭС вместе с Перепадными ГЭС составляют:

Выемка мягкого грунта, млн. m^3	17
» скального грунта, млн. m^3	21
Насыпь мягкого грунта, млн. m^3	5,625
Бетон и железобетон, млн. m^3	5,595
Каменные наброски, дренажные фильтры, млн. m^3 . . .	1,8
Металлоконструкции и механизмы, тыс. т.....	115

Удельные объемы строительных работ следующие (m^3):

земельно-скальных:	
на 1 уст. <i>квт</i>	26,6
» 1 <i>квт-ч</i>	0,08
бетона и железобетона:	
на 1 уст. <i>квт</i>	3,4
» 1 <i>квт-ч</i>	0,001

Полная сметная стоимость строительства в ценах 1969 г, составляет 720,89 млн. руб., капиталовложения в энергетику 677,0 млн. руб., удельные капиталовложения на 1 уст. *квт* 413 руб., на 1 *квт-ч* 12,4 коп., себестоимость 1 *квт-ч* 0,20 коп.

Потребность в инертных материалах (гравии и песке) для бетона арочной плотины, водоприемника и половины деривационного туннеля покрывается за счет месторождения, расположенного у селения Джвари в 4 км от строительства плотины. Месторождения гравийной массы разрабатывается драгой ДП-250. Другой, Рухский карьер, также пойменного месторождения, обеспечивает заполнителями для бетона вторую половину деривационного туннеля, напорно-станционный узел и отводящий туннель, а также Перепадные ГЭС I, II, III и IV. Карьер разрабатывается экскаваторами ЭКГ-4, ЭШ-5/45 с отвозкой материала самосвалами на обогатительную фабрику производительностью 410 тыс. m^3 массы в год.

Материалы, добытые в Джварском карьере, перерабатываются на дробильно-сортировочных фабриках общей производительностью около 2 млн. m^3 в год и в качестве готовой продукции доставляются к бетонным заводам по четырем линиям канатной дороги производительностью по 168 т/ч каждая.

Основной бетонный завод непрерывного приготовления бетона для арочной плотины производительностью 300 м³/ч размещается у левой части плотины. От завода бетон в силабусах емкостью по 8 м³ на железнодорожном ходу подается под кабельные краны, выгружается в бадью и укладывается в тело плотины.

Монтируется также бетонный завод на 4 бетономешалки по 2 400 л каждая в районе Джварской сортировочной фабрики; он обеспечивает укладку бетона в арочную плотину на нижних ее отметках.

Кроме этих двух больших бетонных заводов, действуют 5 заводов различной производительности для обеспечения бетоном других объектов каскада ГЭС.

Для укладки бетона в тело арочной плотины предусмотрены четыре нитки кабельных кранов пролетом 934 м грузоподъемностью по 25 Т каждый.

Снабжение строительства Ингурской ГЭС электроэнергией осуществляется от энергетической системы Грузэнерго. Общая мощность, потребляемая строительством, составляет 82 Мвт.

Строительство основных объектов гидроэлектростанции началось в 1963—1964 гг.

Как уже отмечалось, почти все сооружения Ингурской ГЭС сложны и велики по своим размерам, однако арочная плотина по своей высоте, объему бетона и сложным топографическим и геологическим условиям строительства признана уникальной. Почти таким же уникальным является и напорный деривационный туннель, отличающийся своей длиной, диаметром, напором и весьма сложными геологическими условиями пролегания.

Уникальность сооружения и их народнохозяйственное значение придадут исследовательским и проектным работам особую ответственность. Проектные и исследовательские институты вместе со строительно-монтажными организациями должны гарантировать как полную надежность и высокий технический уровень принимаемых проектных решений, так и их качественное исполнение.

2-21. Проблемы баланса наносов при строительстве на горных реках регулирующих водохранилищ

Современная тенденция энергетического регулирования стока рек, впадающих в пределах Грузинской ССР в Черное море, путем строительства высоких водохранилищных плотин породила наряду с другими и следующую важную в народнохозяйственном отношении и весьма трудную в научно-техническом отношении проблему. Такой проблемой являются отрицательные последствия регулирования стока рек на устойчивости прибрежной морской полосы, уникальной по своим природно-климатическим данным и широко используемой как

зона курортного строительства, а также место происхождения важных транспортных коммуникаций и расположения площадей, отводимых для развития цитруссового хозяйства.

Суть этой проблемы заключается в том, что выносимый реками твердый сток постоянно восполняет песчано-галечные отложения прибрежной зоны, размываемой морским волнением, причем не только в непосредственной близости от устья, но и на весьма больших расстояниях от него путем образования вдоль береговых потоков мигрирующих наносов.

Возведение высоких плотин приводит к резкому и большей частью к полному прекращению выносов твердого стока рек на взморье, создавая тем самым отрый дефицит наносов в прибрежной полосе и приводящий к невосполнимому уносу штормовым волнением пляжеобразующих наносов, и как следствие этого к быстрой абразии суши, которая может в некоторых случаях привести к трудновосполнительным катастрофическим последствиям.

В специальной литературе, посвященной динамике морских берегов, можно найти немало примеров, когда искусственно вызванное прекращение речных выносов на взморье приводило именно к таким последствиям. Пожалуй наиболее яркими примерами, связанными именно с последствиями зарегулирования рек плотинами, являются процессы, возникшие в районе курорта Гагра, когда невысоким барражем, построенным в целях канализационной мелиорации, был вызван острый дефицит наносов в районе курорта Старые Гагры, приведший к быстрому уничтожению пляжа перед знаменитым парком и к разрушению ряда зданий, а также процессы в районе Потийского мыса, когда после постройки плотины регулятора на р. Риони и переброски его стока в новое русло севернее морского порта в целях защиты г. Поти от затопления паводковыми водами р. Риони возник и поныне существует острый дефицит наносов порядка 11 млн. *т/год* (по данным ТНИСГЭИ), приведший к катастрофическому размыву морем суши в пределах города (в районе острова «Большой» морем размыва с 1939 по 1968 г. вглубь суша до 600 м, причем общая площадь размыва суши в пределах черты города достигала 240 га) и разрушению и затоплению даже целых кварталов в прибрежной черте.

Зарубежная практика зарегулирования речного стока высокими плотинами на примере влияния высотной Асуанской плотины на динамику морского побережья в районе устья р. Нил показывает на аналогичную сущность возникающей при этом проблемы.

Ее инженерно-техническая сторона заключается, во-первых, в необходимости прогнозирования при проектировании ожидаемых переформирований морского побережья и оценке количественной стороны размывов и ее интенсивности и во-вторых, в разработке оптимальных методов, либо полностью предотвращаю-

щих размывы путем строительства берегозащитных сооружений или применения методов искусственного восполнения дефицита путем подсадки наносов или намыва их средствами гидромеханизации, либо уменьшающих интенсивность размыва за период срока занесения наносами верхнего бьефа проектируемого водохранилища.

Решающее значение при этом имеют количественные прогнозы по ожидаемым размывам, являющиеся одновременно основными показателями оценки величины необходимой искусственной подсадки. В случае неблагоприятного прогноза (т. е. при чрезвычайно большой стоимости искусственной подсадки) экономичность проектируемых гидроэнергетических каскадов ставится под сомнение. При этом без обеспечения сохранения ценных прибрежных полос, сколь бы заманчивыми не представлялось получение дешевой энергии путем строительства ГЭС, подобные проекты, конечно, теряют жизнеспособность. Например, очевидно, что получение эффективной гидроэнергии путем зарегулирования р. Бзыби ценой потери хотя бы части замечательного Пицундского мыса, является недопустимым.

Таким образом, условия сохраняемости прибрежной полосы казалось бы налагают неопровержимое «вето» — запрет на возможность получения эффективной электроэнергии путем строительства регулирующих ГЭС на реках Риони, Ингури, Кодори, Бзыби и др.

Однако выполненные лабораторией гидромеханики ТНИСГЭИ специальные теоретические исследования этой сложной проблемы показали, что действительное положение вещей позволяет путем относительно небольших дополнительных затрат, практически не влияющих на стоимость киловатта энергии, получить дешевую электроэнергию путем зарегулирования стока указанных рек высокими плотинами и вместе с тем сохранить прибрежную морскую полосу.

Прежде всего институту удалось впервые в мировой научной практике внедрить теорию, описывающую конфликтное взаимодействие энергии морских волн с прибрежной полосой суши, на ее базе построить методику теоретического прогноза ожидаемых переформирований морских побережий, хорошо подтверждаемую многочисленными натурными данными, и выполнить количественные прогнозы, позволившие одновременно определить и требуемое количество гальки и песка, которые должны подсыпаться, с тем чтобы сохранить береговую полосу в неизменном состоянии после зарегулирования стока рек плотинами.

Эти количественные расчеты в условиях мыса Кодори показывают, например, что после зарегулирования стока р. Кодори прибрежная полоса будет размываться морем с интенсивностью 1,4 га в год, если не предусмотреть берегозащитных мероприятий. Однако ежегодная подсыпка побережья галькой диаметрами в 40 мм в размере 30 тыс. м³ в год обеспечивает согласно

расчетам сохранность береговой черты в существующем положении, причем стоимость этих мероприятий такова, что экономическая целесообразность строительства каскадов ГЭС на р. Кодори остается вне сомнений.

Аналогичная ситуация имеет место и для остальных упомянутых рек. Например, в техническом проекте Ингурской ГЭС предусмотрена постройка берегоукрепительных сооружений, тип и конструкция которых будут установлены по окончании ведущихся Тбилгидропректом исследований.

Таким образом, упомянутое выше «вето» благодаря исследованиям ТНИСГЭИ оказалось снятым, тем самым подтверждены мероприятия Тбилгидропроекта по защите побережья Черного моря.

Глава третья

ЭНЕРГОСИСТЕМА И ЭЛЕКТРОСЕТИ ГРУЗИИ

Процесс создания энергосистемы в Советском Союзе неразрывно связан с развитием электрификации, с ростом мощностей электростанций и с развернутым строительством линий электропередачи высокого напряжения. По мере развития электроэнергетики в Грузии образовывались сначала городские и районные сетевые объединения, а позднее на их базе создана единая энергосистема республики. Такой же процесс происходил и в соседних республиках. Результатом явилась созданная в настоящее время объединенная энергосистема Закавказья. В перспективе произойдет объединение энергосистем всех республик и областей в единую энергетическую систему Союза, связанную с энергосистемами других социалистических стран.

Создание энергосистем имеет огромное народнохозяйственное значение. Энергосистема является организационной и технической основой централизованного электроснабжения.

Создание энергосистемы Грузии дает возможность с максимальной эффективностью использовать мощности гидро- и теплоэлектростанций, более полно удовлетворять потребности народного хозяйства республики в электроэнергии, обеспечить покрытие пиков нагрузки, осуществить массовую электрификацию транспорта, сельскохозяйственного производства, бытового хозяйства города и села; повысить надежность электроснабжения, резко сократить снижение себестоимости электроэнергии и на этой основе подать потребителям дешевой электроэнергию и т. д.

Весь ход развития электрификации Грузинской ССР свидетельствует о том, что вместе с ростом мощностей электростанций гармонично увеличивалась протяженность линии электропередачи высокого напряжения и установленная мощность и количество понизительных подстанций.

Постройкой Земо-Авчальской гидроэлектростанции имени В. И. Ленина началась электрификация республики. Линия электропередачи ЗАГЭС — Тбилиси явилась первой линией электропередачи высокого напряжения в Грузии. Передача электроэнергии от ЗАГЭС до г. Тбилиси осуществлялась двухцепной линией 35 кВ на металлических опорах длиной 15 км.

В г. Тбилиси было создано электрохозяйство на напряжение 35 кВ, которое включало 4 понизительные подстанции и линии электропередачи 35 кВ. Для питания электроэнергией центральной части города была построена главная понизительная подстанция с установкой на ней трех силовых трансформаторов напряжением 35/6,6 кВ, мощностью по 2 500 кВА каждый. Вторая подстанция была расположена вблизи Дидубийского ипподрома и снабжала электроэнергией прилегающего района, включая железнодорожные

мастерские и суконный комбинат. На этой подстанции были установлены два силовых трансформатора напряжением 35/6,6 кВ, мощностью по 2 500 кВА каждый. Остальные две понизительные подстанции были построены в окрестностях Надзаладеви и Исани. Общая установленная мощность понизительных подстанций г. Тбилиси составила 15 000 кВА, а длина линий электропередачи 35 кВ около 25 км.

Ввод в эксплуатацию линий электропередачи и подстанций г. Тбилиси, осуществленный в 1927 г., следует считать началом организации республиканской электросети. Наличие такого мощного источника электроэнергии, каким в то время являлся ЗАГЭС, обеспечивало возможность развития промышленности и транспорта, а также значительного увеличения отпуска электроэнергии для жилищно-бытовых нужд не только в г. Тбилиси, но и за его пределами.

В 1928 г. одновременно со строительством Рионской ГЭС началось строительство линии электропередачи 110 кВ от ЗАГЭС в направлении Западной Грузии. Для электроснабжения Каспского цементного завода в 1929 г. были введены в эксплуатацию участок ЗАГЭС — Каспи линии электропередачи ЗАГЭС — Рионская ГЭС и понизительная подстанция в Каспи на напряжение 110/3,0 кВ. Участок Каспи — Зестафони и подстанции в Хашури, Молити и Зестафони были включены в 1932 г.

Как известно, до этого, 1 мая 1928 г. была сдана в эксплуатацию Абашская ГЭС. В том же году от Абашской ГЭС получили электроэнергию Поти, Цхакая, Бандза и Гегечкори. В 1929 г. электроэнергию Абашской ГЭС получил Кутаиси, а в 1930 г. — Самтредиа. Пуск в эксплуатацию линий электропередачи и подстанций Абашской ГЭС значительно улучшил электроснабжение промышленности и жилищно-бытового хозяйства городов и районов (в том числе и г. Кутаиси).

Одновременно продолжалось строительство линии электропередачи 110 кВ ЗАГЭС — Рионская ГЭС. Эта линия вводилась в эксплуатацию участками по мере готовности.

Строительство всей линии электропередачи 110 кВ ЗАГЭС — Рионская ГЭС закончилось в 1932 г.

Параллельно со строительством линий электропередачи 110 кВ были начаты работы по электрификации Закавказской железной дороги, в первую очередь перевального участка Хашури — Зестафони. В 1932 г. первым в Советском Союзе среди магистральных железных дорог на электрическую тягу был переведен Сурамский перевальный участок Закавказской железной дороги, являвшийся серьезным препятствием для дальнейшего роста грузооборота. Вслед за этим на электрифицированную тягу были переведены прилегающие к нему участки Тбилиси — Хашури (1935 г.) и Зестафони — Самтредиа (1936 г.) общей протяженностью в 240 км.

Вступлением в строй в 1933 г. Рионской гидроэлектростанции была заложена основа энергосистемы Грузии, объединившей ЗАГЭС, Рионскую ГЭС и Абашскую ГЭС. В дальнейшем сетевое хозяйство расширялось на базе действующих и вновь вводимых в действие электростанций.

В 1937 г. в связи с пуском Аджарис — Цкальской гидроэлектростанции была введена в эксплуатацию линия электропередачи 110 кВ на металлических опорах Аджарис-Цкальская ГЭС — Батуми и понизительная подстанция 110/38/6,0 кВ в Батуми.

В 1938 г. вошла в строй Ткварчельская теплоэлектрическая станция, а в 1939 г. — линия электропередачи 110 кВ на деревянных опорах Ткварчельская ГРЭС — Зугдиди — Самтредиа с понизительными подстанциями, а также линия электропередачи Ткварчели — Рионская ГЭС.

В 1941 г. была сдана в эксплуатацию линия электропередачи 110 кВ на деревянных опорах Батуми — Самтредиа, связавшая Аджарис-Цкальскую ГЭС с энергосистемой Грузии.

В период Великой Отечественной войны темпы гидроэнергостроительства и развитие электросетевого хозяйства снизились. Несмотря на тяжелые условия, все же в 1942 г. удалось ввести в эксплуатацию Алазанскую гидроэлектрическую станцию со своим электросетевым хозяйством.

В 1947 г. была введена в строй гидроэлектростанция первой очереди Храмского каскада Храмская ГЭС I и двухцепная линия электропередачи 110 кВ на металлических опорах Храмская ГЭС — Тбилиси длиной 65 км.

В довоенный период значительная часть территории Грузии (приблизительно 35%) оставалась без централизованного электроснабжения, что исключало широкое развитие промышленности, быстрый рост производительных сил в этих районах. В таком состоянии находились, в частности, большая часть Кахетии и Месхети. В связи с новым мощным подъемом народного хозяйства, начавшимся с 1945 г., увеличилась потребность в электроэнергии и возросли перетоки мощностей из одной части энергосистемы Грузии в другую. Это обстоятельство вызвало необходимость увеличения генерирующих мощностей и повышения напряжения магистральных линий электропередачи.

В этих условиях было принято решение об увеличении установленной мощности Ткварчельской ГРЭС в 2 раза и об усилении ее связи с энергосистемой, так как существующая линия электропередачи 110 кВ уже не могла ни по своей пропускной способности, ни по режимным условиям обеспечить выпуск мощности этой станции в энергосистему. Была построена вторая двухцепная линия электропередачи 110 кВ на металлических опорах Ткварчельская ГРЭС — Самтредиа — Кутаиси. Линия вводилась в эксплуатацию отдельными участками в период 1948—1951 гг. В дальнейшем потребовалось увеличение мощности Ткварчельской ГРЭС еще в 2,5 раза. Было составлено проектное задание линии электропередачи 220 кВ Ткварчели — Большой Кутаиси. Строительство линии закончилось в 1957 г. Это была первая линия электропередачи 220 кВ в Грузии. До постройки подстанции 220 кВ Большой Кутаиси она работала на напряжении 110 кВ. Подстанция Большой Кутаиси была пущена в эксплуатацию в 1959 г. В том же году была переведена на напряжение 220 кВ линия электропередачи Ткварчели — Большой Кутаиси.

Еще при сооружении Ланжанурской ГЭС стало очевидным, что одноцепная линия электропередачи 110 кВ Рионская ГЭС — ЗАГЭС, вступившая в эксплуатацию в 1932 г., не может обеспечить нормальную работу энергосистемы Грузии. Было учтено также, что в Западной Грузии создавались значительные генерирующие мощности (каскад Рионских ГЭС, Ладжанурская ГЭС, Ткибульская ГЭС, Шаорская ГЭС, Ткварчельская ГРЭС и др.). В таких условиях для осуществления нормальной взаимосвязи между западной и восточной частями энергосистемы стало необходимым сооружение в первую очередь линии электропередачи 220 кВ.

В 1959 г. вступила в эксплуатацию линия электропередачи 220 кВ Большой Кутаиси — Тбилиси (Навтлуги), связавшая основной энергетический узел Западной Грузии (Кутаиси — Зестафони) с основным узлом потребления Тбилиси — Рустави.

С вводом в эксплуатацию Ладжанурской ГЭС в 1960 г. к общей сети энергосистемы была подключена и линия электропередачи 220 кВ Ладжанурская ГЭС — Большой Кутаиси.

Одновременно большие перемены произошли в восточной части энергосистемы: для выдачи энергии Храмской ГЭС II в систему в 1962 г. была сооружена линия электропередачи 220 кВ Храмская ГЭС II—Большой Навтлуги.

Для обеспечения электроэнергией потребителей Черноморского побережья и создания более мощной и надежной электрической связи с Краснодарской энергосистемой в 1964 г. вступила в строй линия передачи 220 кВ Ткварчели — Бзыби.

Наряду со строительством магистральных 220 и 110 кВ линий электропередачи (табл. 3-1) сооружались также другие линии на разные напряжения для присоединения к энергосистеме вновь вводимых в эксплуатацию электростанций и питания электроэнергией понизительных подстанций, строящихся в разных районах республики.

Как видно из табл. 3-1, по сравнению с 1940 г. длина высоковольтных линий электропередачи увеличилась более чем в 7 раз.

Понизительные подстанции сооружались для электроснабжения либо групп потребителей, либо специально для отдельных крупных потребителей.

Длина линии электропередачи по трассе

Напряжение ЛЭП, кв	Длина по трассе, км, по годам								
	1940	1945	1950	1955	1960	1965	1966	1967	1968
500	—	—	—	—	—	—	—	—	188
330	—	—	—	—	—	21	21	21	21
220	—	—	—	—	468	733	734	734	733
110	368	493	729	905	1 233	1 903	1 941	2 156	2 206
35	157	214	349	755	1 154	1 634	1 561 *	1 776	1 822
22	160	175	139	98	90	—	—	—	—

* Сокращение в 1966 г. длины линии электропередачи 35 кв вызвано их частичным переводом на напряжение 110 кв.

Для снабжения электроэнергией центральной части энергосистемы Зестафонского завода ферросплавов и Чиатурских рудников, в 1965 г. была сооружена подстанция 220 кв в Зестафони. Скоро к ней будет пристроена вторая часть на напряжение 500 кв, через которую пройдет ЛЭП 500 кв Ингульская ГЭС — Тбилиси и Ингульская ГЭС — Северный Кавказ.

В 1965 г. вступила в строй подстанция 220 кв в Гори для электроснабжения хлопчатобумажного комбината, тяговой подстанции Закавказской железной дороги, г. Гори и др. Она является узловой подстанцией этого района.

В 1966 г. вступила в эксплуатацию подстанция 220 кв Глдани, которая является одним из основных опорных пунктов двустороннего электроснабжения г. Тбилиси. К этому времени на юго-востоке Тбилиси уже действовала подстанция 220 кв Большой Навтлуги.

Глданская подстанция связана с линиями электропередачи 220 кв с Большим Навтлугом, Тбилисской ГРЭС и Гори, а линиями 110 кв — с Тбилисским узлом. По окончании строительства Ингульской ГЭС в эксплуатацию вступит линия электропередачи 500 кв, которая свяжет Ингульскую ГЭС с Зестафонской подстанцией и Тбилисской ГРЭС и тем самым обеспечит возможность двусторонней передачи энергии: из Западной Грузии в Восточную и обратно. На этом же напряжении будет осуществлена взаимосвязь между энергосистемами Грузии, Азербайджана и Армении.

Если в течение 1940—1965 гг. длина линий электропередачи увеличилась в 6 раз, то за тот же период мощность понизительных подстанций, как это видно из табл. 3-2, увеличилась в 12 раз. При этом примечательно, что понизительные подстанции 220 кв являются в настоящее время основными объектами в электросетевом хозяйстве энергосистемы республики. Сетевое хозяй-

Таблица 3-2

Установленная мощность понизительных подстанций (тыс. квт)

Напряжение понизительных подстанций, кв	Годы								
	1940	1945	1950	1955	1960	1965	1966	1967	1968
220	—	—	—	—	240	936	1 062	1 122	1 236
110	110	120	255	462	667	1 125	1 300	1 421	1 528
35	82	95	133	197	287	303	399	435	456
22	7	6	10	88	10	—	—	—	—

ство 22 кВ постепенно теряло свое значение, уступая место более оправданному экономическому напряжению в 35 кВ и за последнее время совершенно упразднилось. Увеличение суммарной мощности понизительных подстанций вдвое против увеличения длины электропередачи объясняется рациональным размещением по территории республики понизительных подстанций и сосредоточением на них значительных мощностей, что отвечало условиям развития производственных мощностей Грузии.

Ввиду дальнейшего резкого повышения потребления электроэнергии промышленностью, транспортом, сельским хозяйством и жилищно-бытовым хозяйственным сектором в 1970—1975 гг. установленная мощность электростанций значительно увеличится. Появится необходимость строительства таких сетей, которые позволят передавать большие мощности на дальние расстояния. Естественно, что одна лишь действующая в настоящее время электросеть, включая сеть на напряжении 220 кВ, не в силах обеспечить решение этой задачи.

При определении параметров линий электропередачи высокого напряжения следует учитывать размещение основных узлов электропотребителей в Грузинской ССР (промышленных узлов Зестафони и Кутаиси в Западной Грузии, промышленных узлов Тбилиси и Рустави — в Восточной Грузии). Должна быть также принята во внимание совместная работа энергосистемы Грузии с другими энергосистемами.

Создание связи на напряжении 500 кВ между энергосистемами Закавказья, Северного Кавказа и Южной России даст возможность уменьшить суммарную установленную мощность электростанций, повысить маневренность и эффективность эксплуатации энергосистем путем рационального перераспределения нагрузки между электростанциями.

В электросетевом хозяйстве энергосистем широко внедрена автоматика и новая техника. Все подстанции автоматизированы, причем подавляющее их большинство автоматизировано комплексно с переводом оперативного персонала на дежурство на дому. В зависимости от расположения и назначения подстанций на многих из них вовсе отсутствует дежурный оперативный персонал. Есть и такие подстанции, телеуправление которыми происходит с дальних расстояний.

В настоящее время все электросети энергосистемы 220 и 110 кВ оборудованы самыми совершенными устройствами релейной защиты.

С октября 1964 г. Грузинская энергосистема связана с Азербайджанской и Армянской энергосистемами на напряжение 330 кВ. С целью оперативного управления энергосистемой, разработки режима ее работы и установления контроля была создана диспетчерская служба энергосистемы Грузии.

Как уже отмечалось, вместе с ростом потребления электроэнергии быстро увеличились также установленные мощности электростанций, количество подстанций и размеры электросети. Было создано мощное электрохозяйство республики, управление которым с одного центрального диспетчерского пункта стало невозможным. Поэтому были образованы районные диспетчерские пункты. Так, кроме центрального диспетчерского пункта Грузии, в энергосистеме имеются Тбилисский, Самтредский и Сухумский районные диспетчерские пункты.

Оперативное управление диспетчерской службы охватывает: тепло- и гидроэлектростанции Грузглавэнерго, блок-станции отдельных предприятий, электросети и теплосети.

Дежурный диспетчер центрального диспетчерского пункта энергосистемы управляет этими объектами оперативно с помощью дежурных инженеров электростанций, местных диспетчеров или же диспетчеров теплоэлектросетей, а также с помощью старших дежурных тех подстанций, которые непосредственно ему подчиняются. Выполнение такой технически сложной и большой работы требует оснащения диспетчерской службы современными техническими средствами.

С центрального диспетчерского пункта Грузглавэнерго управляется сложный комплексный организм — разбросанные по всей территории республики многочисленные и разнообразные энергетические объекты, что немисливо без современного телемеханического и автоматического оборудования. Это обо-

рудование обеспечивает сигнализацию о состоянии силовых установок, расчет основных характерных параметров их режима и управление важными объектами. При этом некоторое оборудование используется диспетчером для визуального наблюдения и внесения нужных коррективов, приема и обработки информации и дачи соответствующих распоряжений.

По телемеханическому оснащению Грузглавэнерго занимает одно из первых мест в Советском Союзе.

Регулирование частоты и напряжения в энергосистеме, а также распределение межсистемных мощностей целиком автоматизировано и ведется с центрального диспетчерского пункта с помощью телеавтоматического оборудования.

Важную роль в диспетчеризации выполняет вычислительная машина, которой оснащен центральный диспетчерский пункт. На основании расчетов с учетом многих факторов она разрабатывает самый экономичный режим.

Для регулирования энергосистем Грузии, Азербайджана и Армении, которые связывают линии передачи 330 кВ, используется специальная аппаратура высокой частоты.

Таким образом, мощное развитие строительства электростанций и промышленности вызвало необходимость расширения и систематического совершенствования энергосистемы Грузии, что и обеспечивалось с учетом повышенного требования сегодняшнего дня (см. карту на вклейке).

Глава четвертая

ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

До установления Советской власти в Грузии не было сельских электростанций, не было электрифицировано ни одно село. Все, что сделано в этой области на селе,— сделано лишь в годы Советской власти.

После 1921 г. были выполнены большие работы по электрификации сел Грузии. «Лампочки Ильича» стали символом новой, светлой жизни на селе, где электроэнергия применяется как для бытовых, так и для производственных нужд.

С целью электрификации сельского хозяйства широко развернулось строительство сельских гидроэлектростанций и электрических сетей. В 1921—1965 гг. в Грузинской ССР были построены 251 сельских электростанций общей мощностью 50 554 *квт*, в том числе: за счет государственных капитальных вложений — 40 гидроэлектростанций общей мощностью 30 934 *квт*; на средства колхозов—149 электростанций мощностью 7 411 *квт*; на средства колхозов, участвующих в межколхозных советах,— 50 электростанций мощностью 11 025 *квт*; на средства государственных капитальных вложений в совхозах— 12 электростанций мощностью 1 184 *квт*.

Мощность указанных гидроэлектростанций колебалась от 5 до 2 000 *квт* (не считая Рицеульской гидроэлектростанции мощностью 4 000 *квт* и Тирипонекской гидроэлектростанции — 3 000 *квт*), а их средняя мощность в основном составляла 80—100 *квт*.

Строительство маломощных сельских гидроэлектростанций было вызвано тем, что государственная электроэнергетическая база Грузии тогда была еще слабой и даже не могла удовлетворять минимальную потребность промышленности и городов в электроэнергии.

Строительство сельских гидроэлектростанций, особенно в первые десятилетия после установления Советской власти, значительно ускорило электрификацию и техническое вооружение сел. Электрификация сельскохозяйственного производства Грузии в тот период осуществлялась в основном за счет маломощных сельских гидроэлектростанций и изолированных от энергосистемы местных электросетей.

О том, как росла энерговооруженность сельского хозяйства Грузинской ССР, показывает табл. 4-1, в которой даются изменения структуры энергетических мощностей на протяжении многих лет.

Структура энергетических мощностей сельского хозяйства¹

(к концу года, в процентах)

Годы	Мощность механических двигателей	В том числе			Электроустановки и другие механические двигатели	Рабочий скот (в пересчете на механическую силу)	Всего энергетических мощностей
		тракторные	комбайновые	автомобильные			
1933	8,2	5,4	0,4	1,0	1,4	91,8	100
1939	33,0	13,3	3,3	13,5	2,9	67,0	100
1956	92,5	15,8	3,6	62,7	10,4	7,5	100
1960	94,2	24,4	5,8	50,9	13,1	5,8	100
1965	96,8	28,0	4,7	47,3	16,8	3,2	100
1968	98,0	32,2	4,7	46,7	14,5	2,0	100
К концу 1968 г. (тыс. л. с.)	2 432	800	117	1 158	357	50	2 482

¹ «Сельское хозяйство Грузинской ССР», статистический сборник, 1967, ч. I, стр. 389; данные за 1968 г. — по отчетам ЦСУ ГССР.

Темп роста энерговооруженности труда в сельском хозяйстве Советского Союза в целом выше, чем в сельском хозяйстве Грузии, однако данные табл. 4-2 ясно показывают, какой резкий скачок отмечается в Грузинской ССР за последние 10 лет.

Таблица 4-2

Темпы роста энерговооруженности труда и обеспечение сельского хозяйства энергетическими мощностями¹

Годы	Все энергетические мощности			
	на одного работника		на 100 га земли	
	в лошадиных силах	в % к 1957 г.	в лошадиных силах	в % к 1957 г.
1957	2,0	100,0	132,0	100,0
1959	2,5	125,0	176,0	133,3
1962	2,9	145,0	204,0	154,5
1965	3,2	160,0	261,0	197,7
1967	3,5	175,0	291,0	220,5

¹ «Сельское хозяйство Грузинской ССР», статистический сборник, 1967, ч. I, стр. 389; «Народное хозяйство Груз. ССР в 1967 г.», статистический ежегодник, 1968, стр. 127.

Электроэнергия все шире внедряется в сельское хозяйство, в результате чего идет интенсивный процесс перевода силовых установок на электроэнергию (вместо установок с нефтяными, дизельными, бензиновыми и другими двигателями). В ближайшем будущем электроэнергия сыграет решающую

роль в развитии производительных сил сельского хозяйства, повышения производительности труда и коренном улучшении культурно-бытовых условий сельского населения.

Приводимые ниже данные (табл. 4-3) показывает уровень электрификации сельского хозяйства¹.

Т а б л и ц а 4 - 3

**Протяженность линий электропередач и охват
колхозов и совхозов**

Показатели	Годы			
	1940	1945	1952	1968
Длина линии электропередачи 35—22—10—6 кв, км	464	551	3 117	13 597
Длина линии электропередачи низкого напряжения, км	485	755	3 620	35 460
Электрифицированные колхозы, единиц	116	189	660	1 333
Электрифицированные совхозы, единиц	—	—	69	199

Из этих данных следует, что строительство сельских электросетей особенно широко развернулось после 1952 г. Достаточно отметить, что только за один, последний год семилетки (1965) было построено 1719 км линий электропередачи 6—10 кв, 2 283 км низковольтных линий 0,22—0,4 кв и 330 потребительских подстанций с установленной мощностью 28 180 квт. Широкая электрификация сельского хозяйства дала возможность в 1965 г. электрифицировать 46,5 тысячи жилых домов колхозников и рабочих совхозов. Длина всех сельских линий электропередачи на 1 января 1969 г. составила 49 057 км, в том числе длина линий, подключенных к энергосистеме Грузглавэнерго, почти 48 000 км.

Строительство сельских электрических сетей в Грузинской ССР осуществляет специализированный строительно-монтажный трест Грузсельэлектрострой Главного управления энергетики и электрификации при Совете Министров Грузинской ССР. Монтаж электрооборудования и других электроустановок на производственных объектах колхозов и совхозов ведет республиканское объединение Грузсельхозтехника.

Уровень электрификации сельского хозяйства Грузинской ССР (1940—1969 гг.) характеризуется следующей табл. 4-4².

Как видим, до 1962 г. систематически увеличивалось как число сельских электростанций, така и их мощность и количество выработанной ими электроэнергии. Средняя мощность электростанций возросла с 48 квт в 1940 г. до 132 квт в 1961 г.

С 1961 г. еще более расширяется централизованное электроснабжение колхозов и совхозов за счет их подключения к энергосистеме Грузии. К концу 1969 г. удельный вес электроснабжения сельского хозяйства за счет электрических сетей Грузэнерго составил 97%, что больше уровня, намеченного пятилетним планом на конец 1970 г. Грузглавэнерго приняло на свой баланс все электрические сети внешнего электроснабжения колхозов и совхозов республики. Эксплуатация небольших обособленных сельских электростанций

* «Сельское хозяйство Грузинской ССР», статистический сборник, 1967, стр. 402—404; данные за 1968 г.— по отчетам ЦСУ ГССР.

² «Народное хозяйство Грузинской ССР в 1967 году», статистический ежегодник, 1968., стр. 59; данные за 1968—1969 гг.— по отчетам ЦСУ ГССР.

Уровень электрификации сельского хозяйства

Показатели	Годы						
	1940	1950	1953	1962	1965	1968	1969
Количество сельских электростанций	100	253	336	401	290	176	173
Мощность сельских электростанций, тыс. квт	4,8	25,2	36,0	51,3	16,8	10,8	10,6
Средняя мощность сельских электростанций, квт	48,0	100,0	107,0	127,9	58,0	63,2	61,3
Выработка электроэнергии, млн. квт·ч	6,6	42,2	90,0	149,9	20,6	10,6	8,1
Потребление электроэнергии, млн. квт·ч	12,7	41,8	72,1	213,3	355,3	425,3	445,3

была для колхозов и совхозов экономически невыгодной, поскольку выработанная ими электроэнергия обходилась очень дорого. Разбросанность сельских электропотребителей на значительном расстоянии друг от друга наложила своеобразный отпечаток на характер источников электроснабжения.

Маломощные сельские электростанции характеризуются низкими экономическими показателями как в смысле их строительства, так и эксплуатации, а именно:

1. Капитальные вложения на 1 квт установленной мощности на сельских теплоэлектростанциях и гидроэлектростанциях в 3—6 раз превышают стоимость установленного киловатта на государственных крупных электростанциях.

2. Низкий коэффициент использования мощностей сельских электростанций — 1 500—2 000 ч в год, вместо 5 000—7 000 ч для районных тепловых электростанций.

3. Большой штат, в 10—15 раз превышающий штат районных электростанций на единицу установленной мощности.

4. Очень большой удельный расход горючего на теплоэлектростанциях, вдвое и более превышающий средний расход на районных электростанциях.

5. Высокая себестоимость киловатт-часа электроэнергии, колеблющаяся в среднем от 6—9 до 15—20 копеек, что в 10—20 раз превышает соответствующие показатели районной энергосистемы.

6. Ненадежное питание электроэнергией сельских потребителей, вызванное частым прекращением подачи тока. В отдельных случаях из-за перегрузок нормальная работа станций становится невозможной. Большие колебания напряжения оказывают отрицательное влияние на нормальную работу механизмов бытовых электроприборов.

7. Большие потери в электросети.

Учитывая перечисленные недостатки, понятна тенденция осуществлять мероприятия, в результате которых электрификация сельского хозяйства все более увязывается с государственной энергосистемой и мощными электростанциями.

Развитие централизованного электроснабжения сопровождается процессом закрытия и консервации маломощных нерентабельных электростанций, что в Грузинской республике особенно заметно с 1962 г. Примечательно также, что если удельный вес электроэнергии, выработанной сельскими станциями, в общем балансе электроэнергии понизился с 4% в 1960 г. до 0,14% в 1968 г., то удельный вес потребляемой электроэнергии в сельском хозяйстве возрос соответственно с 4,4 до 6,4%.

Подключение колхозов и совхозов к энергосистеме Грузии началось в 1953 г. Этот процесс характеризуется следующими показателями:

Годы	Количество колхозов, подсоединенных к энергосистеме Грузии	Годы	Количество колхозов, подсоединенных к энергосистеме Грузии
1954	44	1963	561
1955	56	1964	628
1957	88	1965	723
1958	142	1966	755
1959	229	1967	786
1960	295	1968	848
1961	373	1969	888
1962	521		

До 1954 г. к энергосистеме было подключено всего 15 колхозов, в последующий период это важное мероприятие — перевод на централизованное снабжение сельского хозяйства — осуществляется высокими темпами.

К 1 января 1969 г. электрифицировано 98% колхозов, 100% совхозов, 87,5% сельских населенных пунктов, 90,4% дворов колхозников и 96,7% домов в совхозах.

Годовое потребление электроэнергии в сельской местности как видно из табл. 4-4, составило в 1969 г. 445,3 млн. *квт-ч* против 72,1 млн. *квт-ч* в 1953 г., или рост составляет 618%, а на одного сельского жителя годовое потребление электроэнергии увеличилось в 1969 г. по сравнению с 1953 г. с 32,6 *квт-ч* до 204,1 *квт-ч*.

При потреблении в сельском хозяйстве на производственные нужды 252 млн. *квт-ч* (или 56,5% из общего годового потребления 445,3 млн. *квт-ч*) электроэнергии и численности населения, занятого на сельскохозяйственном производстве, 523 тыс. человек, электровооруженность труда в колхозах и совхозах Грузинской республики составила к началу 1970 г. 480 *квт-ч* на одного сельскохозяйственного работника. На культурно-бытовые нужды потреблено 193,3 млн. *квт-ч*, или 43,5% из общего годового потребления.

В настоящее время в каждом колхозе в среднем действует 5, а в совхозе — 20 электродвигателей. В 1966—1968 гг. в колхозах и совхозах Грузинской ССР было установлено 4 913 электродвигателей и на 1 января 1969 г. находилось в работе всего 11 300 двигателей.

Наряду с дальнейшим развитием энергосистемы Грузии и расширением централизованного снабжения из этой энергосистемы сельского хозяйства небольшие сельские электростанции, как уже отмечалось, постепенно будут и дальше терять свое значение и консервироваться как неэффективные и нерентабельные предприятия.

Надежное и бесперебойное снабжение сельского хозяйства дешевой электроэнергией не только повысило ее потребление, но и вызвало прогрессивные сдвиги в структуре потребления электроэнергии. Так, в 1965 г. по сравнению с 1961 г. потребление электроэнергии в колхозах возросло на 63%, из них на производственные цели — на 75%, в совхозах же соответственно — 56 и 62%. Значительно возросло также потребление электроэнергии в быту. За этот же период количество дворов потребляющих электроэнергию в колхозах, возросло на 38% и составило 78% всех колхозных дворов республики. В совхозах же количество электрифицированных жилых домов и их удельный вес возросли соответственно до 99 и 84% (табл. 4—5).

Однако уровень, достигнутый в электрификации сельского хозяйства, особенно во внедрении электроэнергии в сельскохозяйственное производство, не удовлетворяет возросших потребностей колхозов и совхозов. Еще немало таких колхозов, которые пока либо совершенно не используют электроэнергию на производственные цели, либо используют ее незначительно и не во всех сельскохозяйственных процессах. Однако динамика роста электрификации, а также роста потребляемой электроэнергии колхозами и совхозами

**Темпы роста электрификации колхозов и совхозов
в Грузинской ССР¹**

Электрифицировано в процентах к общему количеству	Годы			
	1949	1954	1966	1968
Колхозов	15	39	92	98
Совхозов	55	82	97	100

¹ «Сельское хозяйство Грузинской ССР», статистический сборник, 1967 г., ч. I, стр. 402—404; «Советская Грузия по ленинскому пути», статистический сборник, 1970, стр. 93.

показывает, что все большее количество колхозов становятся потребителями электроэнергетики.

Эксплуатацией внешних сельских электросетей на местах занимаются 17 предприятий электрических сетей Грузглавэнерго и 69 их районных отделений. Сельские электрические сети обслуживаются также подвижными лабораториями электросетей и центральной лабораторией Грузглавэнерго. Ремонт сельских линий занимается трест Грузсельэлектрострой. Часть ремонтных работ выполняют хозяйственным способом электросетевые предприятия.

Объединение Грузсельхозтехника имеет несколько цехов по ремонту электромоторов и электроаппаратуры. Кроме того, бригады отделений объединения Грузсельхозтехника ремонтируют электрооборудование, электроаппаратуру и внутреннюю электропроводку.

Общее руководство эксплуатацией электрохозяйств колхозов и совхозов осуществляет Главное управление механизации и электрификации Министерства сельского хозяйства Грузинской ССР.

Большие перспективы намечены в области электрификации сельского хозяйства. Резко расширяются работы по электрификации колхозов и совхозов. Главное внимание уделяется комплексному применению электроэнергии для повышения производительности сельскохозяйственного труда, а также для улучшения культурно-бытового обслуживания сельского населения.

С целью выполнения этих больших задач Центральный Комитет КПСС и Совет Министров СССР приняли специальное постановление об электрификации сельского хозяйства СССР в 1966—1970 гг.

В соответствии с этой программой большие работы развернулись в Грузинской ССР. До конца пятилетки будет построено 6,3 тыс. км линий электропередачи 6—35 кВ и 12 тыс. км сельских линий электропередачи 0,4 кВ. Масштабы этого строительства станут еще более наглядными, если учесть, что к началу 1965 г. общая длина линий в Грузии составляла примерно 14 тыс. км. В первую очередь особое внимание уделено сооружению линий передачи в горных районах республики. Удельный вес электроснабжения сельского хозяйства из государственной энергосистемы к 1970 г. составит более 98%.

В целях коренного улучшения электроснабжения сельского хозяйства Грузинской ССР необходимо:

ускорить осуществление мероприятий по завершению перевода электроснабжения сельского хозяйства от электрических сетей государственной энергосистемы;

реконструировать электрические сети 0,4—10 кВ, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, и обеспечить их полное восстановление с учетом удовлетворения технических условий и норм;

построить электрические сети в экономически слабых колхозах высокогорных районов Грузинской ССР;

увеличить электровооруженность труда в сельском хозяйстве путем широкого внедрения в колхозах и совхозах нового усовершенствованного электрооборудования, комплектных устройств электронагревательных установок и др.;

улучшить материально-техническое снабжение колхозов и совхозов электрооборудованием и электроизделиями, механизмами, работающими на электрифицированном приводе, машинами и механизмами, необходимыми для строительства сельских электросетей;

организовать курсы по повышению квалификации инженеров и техников, работающих в сельском хозяйстве;

увеличить набор молодежи в сельские профессиональные технические училища для подготовки электриков, механизаторов и специалистов других профессий.

Глава пятая

ОРГАНИЗАЦИИ И КАДРЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ ГРУЗИИ

Одновременно с развитием энергетики в Грузии велась плодотворная работа по подготовке и воспитанию кадров специалистов в этой области техники. Если в первые годы Советской власти специалистов можно было перечислить по пальцам, в настоящее время республика располагает солидной армией энергетиков, имеющих большой опыт. Они способны с учетом требований современного технического прогресса спроектировать, построить и эксплуатировать современные крупные электростанции, электросети и другие сложные энергетические объекты.

За годы создания и развития грузинской советской энергетики выросли многие известные инженеры-энергетики, плодотворно работающие сейчас в высших учебных заведениях, научно-исследовательских и проектных институтах, на строительстве и эксплуатации энергообъектов как в Грузинской ССР, так и за ее пределами.

Мощный подъем энергетики и подготовка замечательных кадров специалистов обусловили создание в Грузии научно-исследовательских институтов, проектных и строительных организаций и их успешную деятельность. Ниже мы осветим роль некоторых из них в развитии энергетики Грузии, охарактеризуем их задачи в этом большом и почетном деле.

Тбилисский научно-исследовательский институт сооружений и гидроэнергетики имени академика А. В. Винтера (ТНИИСГЭИ), существующий уже более сорока лет, является одним из старейших институтов в области технических наук и считается сейчас одним из ведущих в системе Министерства энергетики и электрификации СССР. Это комплексное научно-исследовательское учреждение работает над решением научных проблем прикладного характера, касающихся в основном гидростроительства на горных реках и в горных условиях Закавказья, Северного Кавказа, Средней Азии и других районов Советского Союза.

За годы своего существования институт разработал целый ряд важнейших проблем в области энергетического строительства, в частности такие проблемы, как сейсмостойкость сооружений, проходка гидротехнических туннелей, технология бетона, горная гидравлика и гидротехника, производство гидротехнического железобетона, динамика сооружений, виброактивация бетона, расчеты арочных плотин и др. Результаты, достигнутые Институтом, получили признание не только в Советском Союзе, но и за рубежом.

Ведущее место в деятельности Института занимают сложнейшие, узловые вопросы проектирования и строительства крупнейшей гидроэлектростанции республики Ингурской ГЭС. Следует отметить, что все основные исследования для обоснования технического проекта Ингурской ГЭС выполнены и скоординированы этим институтом, имеющим многолетнюю тесную деловую

вую связь с институтом Тбилгидропроект, трестом Грузгидроэнергострой и Управлением строительства Ингурской ГЭС.

ТНИИСГЭИ привлечен также к разработке проблем, координацию которых производит Совет Экономической Взаимопомощи социалистических стран (СЭВ), а отдельные сотрудники института участвуют в научно-исследовательских работах, проводимых за рубежом. О высоком научном авторитете этого коллектива свидетельствует и тот факт, что ему дано право принимать к защите кандидатские и докторские диссертации. Институтом выпущено до 150 научных трудов по строительной механике, бетону и железобетону, туннелестроению, энергетике, гидравлике и гидротехнике. При институте существует аспирантура, где несколько десятков аспирантов овладевают научными основами различных специальностей.

В разное время в институте работали известные ученые и специалисты: академик АН Грузинской ССР К. С. Завриев, доктора технических наук:

Н. А. Картвелишвили, Д. М. Мшвениерадзе, Г. А. Джимшелейшвили и др. Сейчас на руководящих должностях в институте работают доктор и кандидаты технических наук: Т. Г. Гегелия (директор института), Л. Г. Гвелесиани, Н. Б. Кереселидзе, Г. Д. Цискрели, П. П. Цулукидзе, В. М. Насберг, К. М. Хуберян, Ю. Я. Штаерман, Т. Г. Войнич-Саноженский, Г. Н. Тер-Газарян, А. И. Абашидзе, Г. Г. Костаян, Г. И. Чилингарашвили, В. А. Токачиров, И. И. Гудушаури и др.

В настоящее время перед Институтом поставлены весьма обширные, почетные и ответственные задачи, связанные с проектированием и исследованием важных объектов энергетического строительства, в том числе: Ингурской ГЭС, Намаханской ГЭС, Варцхских ГЭС и Жинвальской ГЭС.

Большую и плодотворную работу ведет Грузинский научно-исследовательский институт энергетики имени А. Дидебулидзе Министерства энергетики и электрификации СССР. В 1939 г., когда институт был основан, он являлся сектором энергетики Грузинского филиала Академии наук СССР. В 1941 г. сектор преобразовался в научно-исследовательский институт АН Грузинской ССР, а в 1963 г. он был подчинен Министерству энергетики и электрификации СССР.

Институт ведет научную работу по четырем основным направлениям: гидроэнергетике, теплоэнергетике, электроэнергетике и общей энергетике.

Институт разработал много проблем, которые имели и имеют актуальное значение для народного хозяйства Грузинской ССР. Так, например, были определены потенциальные и технические гидроэнергетические ресурсы республики, намечены новые пути их использования, выявлены возможности строительства новых мощных и эффективных гидроэлектростанций, составлены схемы использования основных рек Грузии, разработаны вопросы насосных аккумуляторов и в связи с этим намечено строительство насосно-аккумулирующих станций, составлены новые, прогрессивные схемы гидроэлектростанций, выполнены работы, касающиеся объединения энергетических систем Закавказья и всего Кавказа, а также режима работы объединенных энергосистем.

В институте работали академик АН Грузинской ССР А. И. Дидебулидзе, член-корреспондент АН Грузинской ССР М. А. Мостков. Сейчас здесь ведут плодотворную работу академик АН Грузинской ССР П. Г. Шенгелия, доктора технических наук И. С. Девдариани, Г. Г. Сванидзе, И. И. Мечитов, О. Г. Соломония, кандидаты технических наук А. И. Мухелишвили, Г. П. Мамрадзе, З. К. Модебадзе, Д. Г. Цхвирашвили, Ю. В. Итонишвили, Н. Ф. Манджавидзе, Р. А. Хачатурян, Г. Я. Гигиберия, инж. В. Г. Ахалкаци.

Институт разработал генеральную схему электрификации сельского хозяйства Грузинской ССР, исследовал важные вопросы потребления электроэнергии в отраслях народного хозяйства и развития энергосистемы Грузии, ее присоединения к энергосистеме Закавказья, электрификации бытовых нужд населения, теплофикации г. Тбилиси и строительства в связи с этим теплоэлектростанции и многие другие.

В институте ведутся весьма примечательные работы в области разработки методики рационального использования водных ресурсов и регулиро-

вания воды. Институт активно участвует в разработке такой проблемы общесоюзного значения, как составление водохозяйственного баланса. Он включает не только реки Грузии и Закавказья, но и реки Средней Азии.

Много и полезно работает институт по составлению теплоэнергетического баланса республики, имеющего важное народнохозяйственное значение. Проблема разрабатывается в тесной связи как с местными, так и с союзными организациями. Институт принимает активное участие в разработке целого ряда сложных научных вопросов, связанных со строительством Ингурской ГЭС, большое внимание уделяет подготовке молодых научных кадров. Десятки аспирантов и научных сотрудников института работают над кандидатскими и докторскими диссертациями.

Для быстрого роста и совершенствования энергетики Грузинской ССР институтом предусмотрено дальнейшее расширение исследовательской проблематики.

В годы Советской власти в Грузии были созданы мощные проектные организации, которые вносят достойный вклад в большое дело электрификации нашей страны. Проектирование — одно из важнейших звеньев энергетического строительства. В начале июля 1922 г. при Гидрострое ВСНХ Грузии было организовано Управление работ по сооружению Земо-Авчальской гидроэлектрической станции, приступившее к разработке проекта и подготовке работ. В 1930 г. все объединились в Заэнергострой. В начале 1931 г. он был преобразован в трест Загидроэлектрострой, в котором объединились проектные и строительные коллективы Рионской ГЭС, Дзорагетской ГЭС и Канакирской ГЭС (Армянская ССР), а также коллективы, работающие над проблемами расширения ЗАГЭС и Аджарис-Цкальской ГЭС. С мая 1932 г. проектно-изыскательский сектор Загидроэлектрострой был преобразован в Закавказское отделение Всесоюзного Государственного треста по проектированию энергоустановок, кратко названное Загидроэлектропроектом. В настоящее время он называется Тбилгидропроектом. Таким образом, Тбилгидропроект фактически начал свою деятельность с июля 1922 г., так как основной коллектив проектировщиков ЗАГЭС перешел частью на проектную работу Рионской ГЭС, а частью — на проектно-изыскательскую работу Параванских ГЭС (Параванское проектное бюро в Тбилиси во главе с инженером Чкочквани А. Е.).

По проектам Тбилгидропроекта в Грузии были построены ЗАГЭС I, Абашская ГЭС, Рионская ГЭС, Аджарис-Цкальская ГЭС, Алазанская ГЭС, вторая очередь ЗАГЭС, Храмская ГЭС I и Храмская ГЭС II, Сухумская ГЭС, Читахевская ГЭС, Самгорские ГЭС, Орчалаяская ГЭС, Ткибульская ГЭС, Шаорская ГЭС, Бжужская ГЭС, Сионская ГЭС, Гуматская ГЭС I и Гуматская ГЭС II, Ладжанурская ГЭС (их общая установленная мощность составляет свыше 600 тыс. *квт*), а также Эзминская ГЭС на р. Терек на Северном Кавказе и пять гидроэлектростанций в социалистических странах. По проектам, разработанным этой же организацией, в Грузии строится уникальный комплекс гидроэлектростанций — Ингурская ГЭС, в состав которого входят пять гидроэлектростанций, общей установленной мощностью 1 640 *Мвт*.

Тбилгидропроект разработал также проектные задания ряда перспективных гидроэлектростанций, таких как Намаханская ГЭС на р. Риони (мощность 480—700 *Мвт*), Варцхские гидроэлектростанции на р. Риони (170 *Мвт*) и Жинвальская ГЭС на р. Арагви (130 *Мвт*). Составлены схемы энергетического использования среднего течения реки Ингури, рек Риони, Кодори, Храми, Алазани, верхнего течения Куры и др.

Большую работу проделал Тбилгидропроект по разработке вопросов развития энергетики Грузинской ССР. По его проекту осуществлено объединение энергосистем Грузинской ССР, Азербайджанской ССР и Армянской ССР в единую Закавказскую энергосистему. По его же проекту построены 2 500 км линий электропередачи 110 и 220 *кв*, основные понизительные подстанции и др.

Тбилгидропроект — организация, вооруженная новейшей техникой, является одновременно подлинной школой — кузницей высококвалифицированных

специалистов. Здесь работали выдающиеся специалисты: проф. А. Е. Чиковани, проф. М. А. Мостков, инженеры П. В. Коссовский, Ш. А. Цагарели, С. П. Гуреев, Г. Д. Хизанишвили, И. А. Амираджиби и др.

В Тбилгидропроекте прошла практическую школу и закалку будущей научной деятельности целая плеяда высококвалифицированных специалистов, плодотворно работающая сейчас на научном и педагогическом поприще. В их числе следует назвать академика АН Грузинской ССР П. Г. Шенгелия, члена-корреспондента АН Грузинской ССР Н. В. Габашвили, докторов технических наук А. А. Лосаберидзе, Ю. С. Девдариани, М. Г. Джимшелейшвили, Т. Г. Гегелия, кандидатов технических наук А. И. Мухселншвили, Б. И. Кикодзе и др.

Многие ведущие инженеры, ранее работавшие в Тбилгидропроекте, занимают ныне ответственные должности в различных учреждениях: это — Г. С. Кобулия, Х. Е. Андгуладзе, Г. С. Болквадзе, Г. Е. Алавидзе, Р. Г. Кикиани и др.

Сейчас Тбилгидропроект укомплектован специалистами с большим практическим опытом: это — И. М. Мгебришвили (директор института), А. А. Лосаберидзе, П. С. Ломая, С. К. Шаншиев, Г. М. Джигаури, С. Г. Рутковский, М. И. Мамасахлисов, Г. Я. Менабде, А. Я. Менабде, А. А. Башкиров, С. П. Шабуров, Л. А. Элиава, О. И. Халатян, М. А. Надирадзе, М. О. Пахлавани, А. С. Тер-Григорян, А. К. Кипиани, А. А. Дробышевский, В. Р. Габричидзе, Ш. С. Жгенти и др.

На базе объединения Грузинской проектной конторы Грузэлектросетьстрой и проектно-сметного бюро Грузэнерго была создана проектно-исследовательская контора Грузэнергопроект, которая в дальнейшем была преобразована в проектный институт того же названия, а когда был сформирован союзный институт Энергосетьпроект, он вошел в его состав как Грузинское отделение Энергосетьпроекта, институту поручена комплексная разработка проблемных вопросов энергосистемы Грузинской ССР и проектов строительства электросетей. При работе над проектами здесь применяются модели постоянного и переменного тока, электронная вычислительная техника.

За время своего существования Грузинское отделение Энергосетьпроекта спроектировало сотни подстанций и несколько тысяч километров линии электропередачи, которые уже построены или находятся в процессе строительства. Среди них необходимо отметить 110-киловольтные линии электропередачи: Кировбад — Акстафа — Тбилиси, посредством которой было осуществлено объединение энергосистем Грузии и Азербайджана; Марнеули — Садахло, объединившую энергосистемы Грузии и Армении; Новый Афон — Гантиади — Хоста, соединившую энергосистему Грузии с Краснодарской системой; 220-киловольтные линии электропередачи: Мингечаурская гидроэлектростанция — Тбилиси, посредством которой осуществляется межсистемная связь между Грузией и Азербайджаном, а также Ткварчельская ГРЭС — Сухуми — Бзыбь. Уникальными по своей сложности являются горные линии электропередачи: Ткварчельская ГРЭС — Акармара, Чиатура—Они, Они — Урави, Они — Шови, Цагери — Лентехи, Чохатаури — Бахмаро и др.

Грузинское отделение Энергосетьпроекта разработало проектные задания Зестафонской и Глданской 500-киловольтных подстанций. Ему же поручена разработка рабочих чертежей 500-киловольтной линии электропередачи Ингульская ГЭС — Тбилиси, такой же проект линии электропередачи Тбилиси — Орджоникидзе с учетом сложных условий Крестового перевала и Дарьяльского ущелья. Кроме того, разрабатываются перспективные схемы и другие важнейшие вопросы развития и эксплуатации энергосистемы и электросетей Грузинской ССР.

В этой организации плодотворно трудятся многие опытные специалисты: И. М. Кемулария (директор института), Р. С. Эбралидзе, А. З. Хунцария, Н. Н. Тавхелидзе и др.

Основа планомерного развития электрификации сельского хозяйства Грузинской ССР была заложена в 1931 г., когда была организована Закавказская контора союзного треста электрификации сельского хозяйства. В 1934 г. из этой конторы выделился проектно-строительно-монтажный трест Грузсель-

электро, на базе проектного отделения которого в 1949 г. был создан Закавказский проектный институт Сельэлектропроект. В 1950 г. он был преобразован в Грузинский филиал Всесоюзного проектного института Сельэлектропроект, а в 1964 г.— в Грузинское отделение Всесоюзного научно-исследовательского и проектного института ВНИИПИСельэлектро.

Отделение разрабатывает перспективные схемы развития электроснабжения села и комплексные проекты электроснабжения сельских районов республики. По проектам вышперечисленных организаций трестом Грузсельэлектрострой были построены 251 сельских гидроэлектростанций, более 50 из которых работают и сейчас, как, например, Тирипонская ГЭС, Игоетская ГЭС, Мачахельская ГЭС, Дурипшская ГЭС, Мисакциельская ГЭС и др. Правда, эти гидроэлектростанции небольшой мощности, но в свое время они сыграли большую роль в электроснабжении сельских потребителей. Кроме того, отделение разработало проекты многих десятков подстанций 35 кВ и несколько тысяч километров линий электропередачи 35, 10 и 0,4 кВ.

Составлена схема развития сетей 10—35 кВ сельских потребителей, которая предусматривает полное электроснабжение села из энергосистемы и создание надежных электроопорных пунктов в районах.

В отделении ведется и научная работа по обобщению опыта проектирования строительства линий электропередачи 0,4—6—10 кВ в горных районах. Результаты этой работы должны лечь в основу создания типовых проектов опор линий электропередачи для горных условий.

В связи с тем, что в 1970 г. потребление электроэнергии в сельском хозяйстве резко возрастет, необходимо заменить значительную часть сети 0,4 кВ совхозов и колхозов и повысить пропускную способность существующих линий 10 кВ. Поэтому проектирование строительства новых и реконструкция действующих сетей является важнейшей задачей работников Грузинского отделения ВНИИПИСельэлектро.

Значительный вклад в проектирование и строительство сельских электростанций и линий электропередачи в Грузии внесли такие опытные специалисты, как Т. А. Тевосян, И. С. Габричидзе, Г. Е. Бокучава, В. И. Метревели, Р. Г. Казахавили, В. И. Франгулян, Н. С. Надирадзе и др.

Энергетическое строительство в Грузии ведут Ордена Ленина трест Грузгидроэнергострой, а также тресты Грузсельэлектрострой и Кавказэлектросетьстрой.

Трест Грузгидроэнергострой, который раньше назывался трестом ХрамГЭСстрой, был основан в 1936 г. на базе строительства Храмской ГЭС I. В связи с успешным завершением строительства Храмской гидроэлектростанции Указом Президиума Верховного Совета СССР от 27 апреля 1948 г. трест Грузгидроэнергострой (ХрамГЭСстрой) был награжден орденом Ленина. С 1934 по 1969 гг. включительно трест построил и сдал в эксплуатацию 16 гидроэлектростанций общей мощностью 580 тыс. кВт, теплоэлектростанции общей мощностью 836 тыс. кВт, 1041 км высоковольтных линий электропередачи, электроподстанции мощностью 2 484 Мва, 15 плотин (одну арочную, одиннадцать бетонных, две земляные и одну каменно-набросную), 90 км гидротехнических туннелей, 77 км водоподводящих и водоотводящих каналов, напорные трубопроводы с общей длиной 12 км, 800 км шоссеиных дорог, 65 км железных дорог и много других сооружений.

За тот же период трестом Грузгидроэнергострой выполнено 83 млн. м³ земляных и скальных работ, выработано в туннелях 3,5 млн. м³, уложено 3,4 млн. м³ бетона и железобетона, выполнено инъекционных работ на 450 тыс. м², 550 тыс. м² торкрета и железоторкрета; смонтировано 105 тыс. т металлических конструкций, 54 гидроагрегатов и теплоустроагрегатов.

Пз года в год растут масштабы строительного-монтажных работ, выполненных трестом, растет также среднегодовая выработка на одного рабочего. Если в 1934—1940 гг. она в среднем составила 1,6 тыс. руб., то в 1908 г. уже достигла 6,4 тыс. руб., что является результатом широкого внедрения на строительстве строительной техники и механизации.

У треста Грузгидроэнергострой имеется большое количество опытных квалифицированных кадров, он оснащен современной техникой и способен

выполнить работы по возведению мощных и уникальных гидроэлектростанций. Энерговооруженность одного рабочего в системе Грузгидроэнергострой в 1964—1968 гг. характеризуется следующими данными (табл. 5-1):

Таблица 5-1

Энерговооруженность треста Грузгидроэнергострой

Показатели	Годы				
	1964	1965	1966	1967	1968
Расход электроэнергии млн. квт·ч	26,5	28,9	38,9	45,9	46,4
Расход всех видов топлива в пересчете на электроэнергию, млн. квт·ч	57,2	64,5	169,8	254,5	309,3
Среднесписочное число рабочих, тыс. чел.	4,3	5,6	6,2	7,0	7,2
Энерговооруженность одного рабочего в год, тыс. квт·ч	13,3	11,6	27,4	36,2	42,5

Для ведения работ индустриальным способом трест имеет собственные базы — производственные комбинаты. Эти комбинаты ежегодно производят продукции на 6—7 млн. руб. и по мере расширения строительно-монтажных работ их мощность все возрастает.

Строительство Ингульской ГЭС и работы по расширению Тбилисской ГРЭС также были возложены на Грузгидроэнергострой. Однако ввиду того, что строительство Ингульской гидроэлектростанции по своим масштабам, как по объему выполненных работ, так и по сложности, представляет собой крупнейшую стройку, с июля 1969 г. строительство Ингульской ГЭС выделено из треста Грузгидроэнергострой и подчинено непосредственно Министерству энергетики и электрификации СССР.

В Грузгидроэнергострое выросли замечательные кадры строителей. Этому способствовал большой опыт, накопившийся за время строительства многочисленных гидроэлектростанций в сложных природных условиях. Здесь прошли практическую школу многие известные инженеры. Некоторые из них работают сейчас на ответственных должностях в других организациях:

В. Л. Чанкотадзе, А. М. Гиндин, Г. В. Месхи, И. М. Мгебришвили,
 А. К. Гангия и др. Многие и сегодня плодотворно работают на руководящих постах в системе Грузгидроэнергострой и ИнгуриГЭСстроя: это—
 В. Р. Чубинидзе, М. С. Эбралидзе, К. П. Дадияни, А. С. Цнобиладзе,
 В. Т. Кавлашвили, Г. В. Цулейскири, В. Г. Нижарадзе, Г. С. Маевский,
 Н. Д. Чархалашвили, Н. К. Макаревич, Л. К. Таварткиладзе, А. А. Чичуа,
 С. К. Кавкасидзе, В. Н. Муджири, Ш. Е. Нарсия, Н. А. Белиашвили,
 Ш. М. Ахвледзиани, Б. Г. Жоржоладзе, Н. Д. Эмухвари, Р. К. Титишов,
 Д. Н. Жгенти, В. И. Варазашвили, И. И. Тепляков, Н. М. Эсакия и др.

Особо следует отметить большую роль, которую сыграло в воспитании наших кадров строительство первых гидроэлектростанций, таких как строительство ЗАГЭС и Рионской ГЭС, которыми руководили такие опытные инженеры, как В. А. Чичинадзе, И. Н. Мелик-Пашаев, В. Г. Джикия, Б. М. Микеладзе, А. Е. Чиковани, Д. З. Херхеулидзе и др. Именно на этих стройках выковалась целая плеяда высококвалифицированных инженеров: В. С. Эрнстов, В. Р. Чубинидзе, П. Г. Шенгелия, Г. П. Гудалде, А. К. Маградзе, А. С. Мелик-Парсаданов, А. С. Болквадзе, В. Е. Джанелидзе, Н. В. Полосин, А. К. Мжаванадзе, И. Г. Габуния, П. П. Цулукидзе, А. К. Гангия, Л. А. Эрстави, Б. П. Амаглобели, Г. К. Климов, Н. Н. Антошин, В. Н. Чепурин, Д. Ф. Гуния, Г. С. Хундадзе, В. Д. Мкервалишвили, Н. Бурджанадзе, А. А. Ксворели, мастера строительства туннелей И. О. Оболадзе, К. Д. Габуния, А. К. Григорян и многие другие.

Для выполнения работ по электрификации сельского хозяйства Грузинской республики в 1934 г. был организован трест Грузсельэлектрострой. В свое время, когда дефицит электроэнергии был еще велик и из-за этого не было возможности снабжать централизованно электроэнергией сельское хозяйство целиком от государственных электростанций, возникла необходимость создания отдельных энергетических источников для электроснабжения сельского хозяйства. С этой целью трест Грузсельэлектрострой развернул большую работу, в результате которой было построено до двухсот колхозных, межколхозных и государственных сельских гидроэлектростанций и несколько десятков небольших дизельных станций, общей мощностью около 40 тыс. *квт.*

Широко развернулись работы по электрификации сельского хозяйства после того, как в республике появилась возможность подключения сельских потребителей к государственной энергосистеме. Силами Грузсельэлектрострой было построено несколько десятков тысяч километров линий электропередачи и тысячи подстанций, благодаря чему осуществлена электрификация многих трудоемких сельскохозяйственных производственных процессов и других работ.

Возложенную на него работу трест Грузсельэлектрострой осуществляет посредством семи межрайонных специализированных строительно-монтажных управлений и одной механизированной колонны. Кроме того, тресту подчинены Тбилисский электромеханический завод и Вазианский производственный комбинат.

В нынешней пятилетке трест Грузсельэлектрострой должен осуществить большие работы по строительству новых сетей и реконструкции существующих, что необходимо для удовлетворения растущей потребности в электроэнергии сельского хозяйства республики.

В тресте Грузсельэлектрострой сейчас работают квалифицированные инженеры М. Г. Тавдгирдзе (управляющий трестом), И. С. Габричидзе, Р. Г. Казахашвили, А. П. Готуа и др.

С 1945 г. в Грузинской ССР существует еще один специализированный строительный трест Кавэлектросетьстрой, призванный строить высоковольтные линии электропередачи и подстанции в Закавказье и на Северном Кавказе. Со дня основания трест построил в пределах Грузинской ССР много линий электропередач различного напряжения и подстанций, из которых особо важное значение для энергосистемы республики имеют 220-киловольтные линии: Мингечаурская ГЭС — Навтлуги, Навтлуги — Кутаиси, Кутаиси — Ткварчельская ГРЭС, Ткварчели — Бзыби, а также 220-киловольтные подстанции в Бзыби, Риони, Зестафони, Навтлуги, Гори и Глдани.

На Кавэлектросетьстрой возложено строительство 500-киловольтной линии электропередачи Ингурская ГЭС — Зестафони — Глдани, 500-киловольтных подстанций в Зестафони и Глдани, а также ряд других высоковольтных линий электропередачи и подстанций.

Кавэлектросетьстрой в отличие от всех трестов, работающих по строительству электросетей, производит работы в особо сложных условиях горного рельефа Кавказа. Несмотря на определенные трудности, трест сумел внедрить полную механизацию на строительно-монтажных работах, а также новую технику, новые конструкции и прогрессивные формы организации труда. Для линий электропередачи и подстанций применяются только унифицированные металлические конструкции, изготавливаемые на заводе этого же треста. Механизация работ и внедрение новой техники значительно ускорила темпы строительно-монтажных работ и повысила производительность труда. Этим новым специализированным направлением в строительстве руководят опытные инженеры А. С. Микаберидзе (управляющий трестом), Л. Д. Асатиани, А. Л. Гигинейшвили, Г. К. Цулукидзе, И. И. Рамишвили и др.

После ввода в эксплуатацию в 1927 г. Земо-Авчальской гидроэлектростанции имени В. И. Ленина, 35-киловольтной линии электропередачи ЗАГЭС—Тбилиси, а также подстанций, в Тбилиси было создано эксплуатационное управление ЗАГЭС.

Вскоре и строй вступили новые энергетические объекты. Одновременно с этим образовалось управление Заэкзэлектроток (с 1930 г. переименовано в Заэкэнерго), а после ликвидации Закавказской Федеративной Республики, т. е. с января 1937 г. Грузинское энергетическое управление Грузэнерго. В октябре 1962 г. при Совете Министров Грузинской ССР было создано Главное управление энергетики и электрификации Грузглавэнерго. Этому управлению были переданы Грузэнерго, Грузглавсельэлектро и электрические сети городов и поселков.

На Грузглавэнерго возложено производство электро- и теплоэнергии, ее распределение и подача, контроль и надзор за правильным расходом энергии потребителями электро- и теплоэнергии, за правильной эксплуатацией энергетических объектов и установок. Вместе с тем Грузглавэнерго осуществляет мероприятия по оснащению Грузинской энергетической системы на уровне современных технических требований и т. д. На Грузглавэнерго возложена также ответственность за рациональное развитие энергетики в Грузии независимо от ведомственного подчинения предприятий и организаций, производящих строительство энергетических объектов.

Силами отделений и служб Грузглавэнерго и ее центральной лаборатории в энергосистеме непрерывно внедряется новая техника и автоматизация производственных процессов. Эти работы предусматривают автоматизацию пуска и остановок гидроагрегатов, комплексную автоматизацию гидроэлектростанций и понизительных подстанций и в результате этого высвобождение постоянного дежурного персонала на гидроэлектростанциях и подстанциях, автоматизацию отдельных элементов технологического процесса на теплостанциях, совершенствование оборудования релейной защиты и системной автоматики, телемеханизацию энергосистемы и др.

Центральный диспетчерский пункт Грузглавэнерго оснащен телемеханизируемым щитом и пультом, дающим возможность автоматического телеуправления электростанциями и подстанциями в зависимости от текущей потребности, а также телеконтроля их работы.

В распоряжении Грузглавэнерго находится центральный ремонтно-механический завод Грузэнергоремонт, где можно произвести капитальный ремонт основных и вспомогательных установок электростанций и подстанций, а также изготовить необходимые запасные части. Все это значительно удешевляет стоимость капитального ремонта, уменьшает сроки выполнения заказов и простой оборудования.

Энергосистема Грузии работает в объединенной энергосистеме Закавказья. В 1954 г. Грузглавэнерго подсоединился к Азербайджанской энергосистеме линиями электропередачи 110 кВ, в 1958 г.— 220 кВ, а в 1964 г.— 330-киловольтной линией. С 1960 г. Грузглавэнерго параллельно работает с энергосистемой Армении. С 1957 г. энергосистема Грузии соединилась также с Краснодарской энергосистемой, чем повысилась надежность и рентабельность работы как энергосистемы Грузии, так и объединенных с ней энергосистем.

По своей структуре и режимам работы энергосистема Грузии является весьма сложной. Работа ее еще более усложнилась после объединения с соседними энергосистемами. Нормальное управление такой системой требует наличия высококвалифицированного персонала, широкого применения новейших достижений техники.

На протяжении многих лет в этой организации выросли замечательные кадры, отлично справляющиеся со своей сложной и ответственной работой. Здесь прежде всего следует назвать специалистов с большим практическим опытом Д. Н. Чхеидзе (начальник управления), И. Б. Мамаладзе, К. П. Гагидзе, М. П. Мачитадзе, В. Т. Абашидзе, Г. И. Дolidзе, Д. Е. Шавгулидзе, Д. А. Торчинава, А. П. Хетагури, Ш. И. Цуладзе, А. Д. Реквава, Е. К. Хечинов, А. К. Гоголадзе, М. Л. Купрашвили и др.

Ряд ведущих специалистов, в течение долгих лет работавших в системе Грузглавэнерго, сейчас занимают ответственные должности в других крупных организациях республики, среди них Б. Н. Мхеидзе, Л. С. Гачечиладзе и др.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ГРУЗИНСКОЙ ССР (500 кВт и большей мощности)



ЭНЕРГОСИСТЕМА ГРУЗИНСКОЙ ССР



ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ		
4 Сухуми ГЭС	41 Читахеви ГЭС	15 Зугдиди
7 Ткварчел ГРЭС	47 Храм ГЭС I	16 Менджи
8 Перепадная ГЭС IV	48 " " II	17 Поты II
9 " " III	52 Тбил ГРЭС	18 Махарадзе
10 " " II	53 Рустави ТЭЦ	19 Батуми I
11 " " I	56 Сацхениси ГЭС	21 Ахалцихе
14 Ингури ГЭС	57 ЗАГЭС	22 Ахалкалаки
20 АЦГЭС		23 Богдановка
ПОДСТАНЦИИ		
25 Гумати ГЭС II	1 Гагра I	24 Самтредиа I
26 " " I	2 Бзиби	29 Цулукидзе
27 Намаховани ГЭС	3 Сухуми I	30 Б.Кутаиси
28 Ладжанури ГЭС	5 Дранда	32 Б.Зестафони
31 Риони ГЭС	6 Очамчире	35 Они
33 Ткибули ГЭС	12 Шешелети	36 Чиагура III
34 Шаори ГЭС	13 Местиа	37 Хашури-тяга
		38 Агара-тяга
		39 Цхинвали
		40 Боржоми
		42 Гори
		43 Нагли
		44 Мухрани
		45 Казбеги
		46 Дидубе
		49 Маднеули II
		50 Марнеули
		51 Садахло-тяга
		54 Мтавари Архи
		55 Б.Навтули
		58 Глдани
		59 Чителицхаро
		60 Гурджаани
		61 Телапи I

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

ДЕЙСТВУЮЩИЕ

- Теплостанция
- ГЭС
- ▲ Подстанции 110 кВ
- △ " " 220

НА 1/1-1970г. СТРОЯЩИЕСЯ

- Теплостанция
- ГЭС
- △ Подстанции 110 кВ
- △ " " 220

ЛЭП 110 кВ (solid line)

" " 220 (dashed line)

" " 500 (thick solid line)

Говоря о развитии гидроэнергетики Грузии, нельзя не отметить значительный вклад, внесенный в это большое дело нашими известными специалистами — инженерами Ш. К. Габричидзе, Г. Н. Коридзе, М. Г. Джаджанидзе, В. Б. Гогуа, С. З. Завалишным, Б. В. Тимофеевым, Н. К. Зворыкиным, Н. Н. Андреевым, М. М. Копадзе, П. Г. Мамрадзе и др.

На энергетических объектах республики, как-то: на строительстве тепловых и гидроэлектрических станций, подстанций и линий передач, а также на эксплуатации энергетических объектов, в проектных и научных организациях занята большая группа инженерно-технических работников и ученых, большинство которых является выпускниками Грузинского политехнического института имени В. И. Ленина.

Этот институт, пятидесятилетие со дня основания которого будет отмечаться в 1972 г., уже дал стране более 42 тысяч инженеров, которые трудятся как в Грузии, так и за ее пределами.

Большая заслуга в деле основания института, развития научно-исследовательской работы и подготовки национальных технических и научных кадров принадлежит ученым И. А. Джавахишвили, П. Г. Меликишвили, А. М. Размадзе, Г. Н. Николадзе, Н. И. Мухелишвили, А. К. Харадзе, А. И. Джанелидзе, А. А. Твалчрелидзе, А. И. Дидебулдзе, А. М. Бенашвили, Г. К. Гедеванишвили, К. Е. Габуня, В. А. Чичинадзе, Г. А. Цулукидзе, В. М. Какабадзе, Р. Н. Николадзе, Л. Н. Днасамидзе, Г. М. Мухадзе, А. Е. Чиковани, К. С. Завриеву, Э. В. Петкевичу, А. А. Гулисашвили, А. Н. Кальгину, И. А. Кипшидзе, И. А. Компаниони, С. П. Киркесали, П. М. Тулашвили, П. П. Киркесали и др.

В настоящее время Грузинский политехнический институт имени В. И. Ленина является одним из ведущих технических вузов Советского Союза. Здесь обучаются около 28 тысяч студентов. Педагогическую и научную работу ведут более 2 000 человек, в том числе 14 академиков и членов-корреспондентов Академии наук, 75 докторов наук и профессоров, более 450 кандидатов наук и доцентов.

В народном хозяйстве Грузии нет ни одной технической проблемы, в решении которой в той или иной степени не принимали бы участия научные работники или воспитанники института. Научные работники института разрабатывают много актуальных проблем по исследованию природных ресурсов республики и добыче полезных ископаемых, выявлению новых видов сырья и рациональному их использованию, внедрению новой техники и усовершенствованию технологических процессов производства в области строительства, машиностроения, электротехники, транспорта, химии, металлургии и т. д.

Следует особо отметить ту большую помощь как в решении сложных инженерных вопросов, так и вообще в деле успешного развития гидроэнергетики, которую в разное время оказали специалистам Грузии ведущие ученые и инженеры Советского Союза: академики АН СССР Г. М. Кржижановский, Б. Е. Веденеев, А. В. Винтер, Г. О. Графтио, М. А. Шателен, А. П. Джанелидзе, члены-корреспонденты АН СССР Д. Г. Жимерин, Н. В. Разин, профессора П. С. Непорожний, А. Н. Вознесенский, П. П. Лаупман, П. П. Василенко, И. М. Буачидзе, И. В. Егпезаров, Т. Л. Золотарев, А. А. Беляков, В. С. Эрнстов, М. М. Гришин, Ф. Ф. Губин, Н. П. Розанов, Н. С. Розанов, Л. Д. Белый, Н. Н. Маслов; инженеры: М. Г. Первухин, А. А. Боровой, И. И. Дмитриев, А. С. Павленко, Д. М. Юринов, И. Л. Сапир, Р. П. Носов и др.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ленин В. И., Поли. собр. соч., т. 42, 1970.
2. Ленин В. И. Товарищам-коммунистам Азербайджана, Грузии, Армении, Дагестана, Горской республики. Поли. собр. соч., т. 43, 1970.
3. Башкиров А. А. и Дмордмадзе П. В., Схема использования р. Ингури, «Гидротехническое строительство», 1961, № 12.
4. Бриль Р. Я. и Хейсгер И. М. Экономика социалистической энергетики, изд-во «Высшая школа», 1966.
5. Гвелесиани Л. Г. и Шмальцель Н. П., Заиление водохранилищ гидроэлектростанций, изд-во «Энергия», 1968.
6. Гегелия Т. Г., Гидроэнергетические ресурсы Грузинской ССР и первоочередные объекты строительства ГЭС на основных ее водотоках, Изв. ТНИСГЭИ имени А. В. Вингера, т. 18, изд-во «Энергия», 1969.
7. Гегелия Т. Г. и Амираджиби И. М., Ингурская гидроэлектростанция на р. Ингури, «Гидротехническое строительство», 1961, № 12.
8. Гегелия Т. Г., Опыт проектирования и строительства водохранилищных плотин в Грузии, ГрузНТОЭП, 1963.
9. Дидебулидзе А. П., Энергетика Грузинской ССР и перспективы ее развития в IV пятилетке, доклад на X научно-технической конференции ГПИ, Тбилиси, 1947.
10. Жимерин Д. Г. Развитие энергетики СССР, Госэнергоиздат, 1960
11. Киркесали С. П., ЗАГЭС и электрификация Грузии (на груз. яз.), «Сакартвелос экономист», Тбилиси, 1927, № 1—2.
12. Кржижановский Г. М., Основные задачи электрификации России, Харьков, 1920.
13. Куперман В. Л. Арочная плотина Ладжанурской ГЭС, «Гидротехническое строительство», 1960, № 6.
14. Ломая П. С., Плотина на кессонном основании (Читахеви ГЭС). «Гидротехническое строительство», 1949, № 11.
15. Лосаберидзе А. А., Статический расчет регулирующей башни гидроустановок. Вестник инженерно-строительного института Грузин, вып. 2, 1932.
16. Мамаладзе И. Б., Опыт эксплуатации устройств автоматики и телемеханики в системе Грузэнерго. Сб. «Вопросы эксплуатации гидроэлектростанций», Госэнергоиздат, 1959.
17. Материалы XXIII съезда КПСС, Политиздат, 1966.
18. Мгебришвили И. М. и Полосин Н. В., Из опыта строительства Ладжанурской плотины. «Гидротехническое строительство», 1960, № 10.
19. Мелкадзе В. П., Вопросы развития электроэнергетики Грузинской ССР, Труды Института экономики АН ГССР, т. 11, 1947.
20. Месхи Г. В., Из опыта строительства деривационных гидроэлектростанций. Оргэнергострой, 1959.
21. Микеладзе И. С., Специализация и комплексное развитие народного хозяйства Грузинской ССР, изд-во «Наука», 1964.
22. Мостков М. А., К вопросу о выборе объектов первоочередного гидроэнергостроительства в Грузинской ССР, Сообщения Грузинского филиала АН СССР. 1940, т. 1.

23. М у с х е л и ш в и л и А. И. К вопросу электростроительства в Грузинской ССР, Сообщения АН ГССР, 1941, т. II.
24. Мухелишвили А. И., Энергетические ресурсы Грузии (на груз, яз.), «Мецниереба да техника», Тбилиси, 1953, № 7.
25. Н е п о р о м н и й П. С., Электрификация и энергетическое строительство, Госэнергоиздат, 1961.
26. Н е п о р о м н и й П. С., Роль гидроэнергетики и ее развитие за 50 лет Советской власти, Труды Гидропроекта, выпуск XVI, «Энергия», 1969.
27. Новиков И. Т., Развитие энергетики и создание единой энергетической системы СССР, Экономиздат, 1962.
28. Н о с о в Р. П., Гидроэнергостроительство на новую, высокую ступень развития, «Гидротехническое строительство», 1957, № 7.
29. П о л о с и н Н. В. Из практики сооружения Гуматской ГЭС 1 на р. Риони, «Гидротехническое строительство», 1961, № 12.
30. План электрификации РСФСР, Госполитиздат, 1955.
31. Программа КПСС, Политиздат, 1967
32. Природные ресурсы Грузинской ССР, т. IV, Гидроэнергетические ресурсы, изд. АН СССР, 1962.
33. Ресурсы поверхностных вод СССР, Основные гидрологические характеристики, т. 9, вып. I, Гидрометеоздат, 1967.
34. Рутковский С. Г., Гидроэлектрическая установка на р. Гумиста-Сухумская ГЭС, «Гидротехническое строительство», 1937, № 7, 8.
35. Стеклов В. Ю., Развитие энергетики СССР, изд-во «Знание», 1967.
36. Фельд С. Д., Энергетическая мощь СССР, из-во «Статистика», 1967.
37. Франгулян В. П., Сельские гидроэлектростанции Грузинской ССР (на груз, яз.), изд-во «Техника да Шрома», Тбилиси, 1950.
38. Х е р х е у л и д з е Д. З. и Антошин Н. Н., Общее описание Рионской ГЭС. Бюллетень РионГЭС, 19.34, № I.
39. Хохлов П. М., Техническая вооруженность сельского хозяйства Грузинской ССР (на груз, яз.), «Сакартвелос сахалхо меурнеоба», 1967, №6.
40. Ц и с к р е л и Г. Д., Некоторые вопросы проектирования и строительства Ингурской арочной плотины, «Строительство и архитектура», 1962, № 2.
41. Цулукидзе П. П. и Горенбейн В. Я., Некоторые качественные показатели плотины Ладжанурской ГЭС, «Строительство и архитектура», 1962. № 2.
42. Ч а р к в и а н и К. Н., Электроэнергетика Советской Грузии (на груз, яз.), изд-во «Сабчота Сакартвело», Тбилиси, т. 1, 1965.
43. Чичинадзе В. А., Строительство гидроэлектростанций значительной мощности в Грузии (на груз, яз.), «Техника да цховреба», Тбилиси, 1927, № 10.
44. Чичинадзе В. А., Электростроительство в Закавказье, «Экономический вестник Закавказья», 1927, № 1.
45. Ч и ч и н а д з е В. А., Земо-Авчальская гидроэлектрическая станция им. В. И. Ленина. Изд. треста Государственных электростанций ЗСФСР «Электроток», Тбилиси, 1930.
46. Ч о г о в а д з е Г. П., Перспективы развития энергетики Грузинской ССР. «Гидротехническое строительство», 1958, № 5.
47. Ч о г о в а д з е Г. П., Наша семилетка (на груз, яз.), изд-во «Накадулн». Тбилиси, 1960.
48. Ч о г о в а д з е Г. И., Развитие промышленности в Советской Грузии (на груз, яз.), «Сакартвелос экономистн», Тбилиси, 1961, № 1.
49. Ч о г о в а д з е Г. И., Славный путь! Сб. «Промышленность Грузии за 40 лет (1921—1961 гг.)», изд-во «Заря Востока», Тбилиси, 1961.
50. Ч о г о в а д з е Г. П., Гидроэнергетика Грузии на подъеме, «Гидротехническое строительство», 1962, № 12.
51. Чоговадзе Г. И., Революционные мероприятия по совершенствованию форм хозяйственного руководства (на груз, яз.), изд-во «Сабчота Сакартвело», Тбилиси, 1962.
52. Ч о г о в а д з е Г. И., Энергетика Советской Грузии (на груз, яз.), изд-во «Сабчота Сакартвело», Тбилиси, 1967.

53. Ч о г о в а д з е Г. И., Строительство гидроэлектростанций в Грузии (на груз. яз.), «Сабчота Сакартвело», Тбилиси, 1968.

54. Ч о г о в а д з е Г. И., Электроэнергетика Советской Грузии и перспективы ее развития (на груз. яз.), «Сакартвелос Комунисти», Тбилиси, 1968, № 11.

55. Ш е н г е л и я П. Г., Вопросы каскадного использования горных рек, изд-во АН Грузинской ССР, Тбилиси, 1961.

56. Ш е н г е л и я П. Г., Гидроэлектрические станции, ч. 1 (на груз. яз.), изд-во «Ганатлеба», Тбилиси, 1967.

57. Ш е н г е л и я П. Г. и Ш в е л и д з е Т. В., О потенциальных гидроэнергетических ресурсах Грузии. Труды ГрузНИИЭ, т. XVIII, изд-во «Мецине-реба», Тбилиси, 1969.

58. Электрификация СССР за 50 лет (1917—1967), под общей ред. П. С. Непорожного, изд-во «Энергия», 1967.

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

60. Эрнстов В. С. и Шенгелия П. Г., К вопросу о новых гидроэлектростанциях на р. Риони, «Техника и строительство», Тбилиси, 1931, № 2—3.

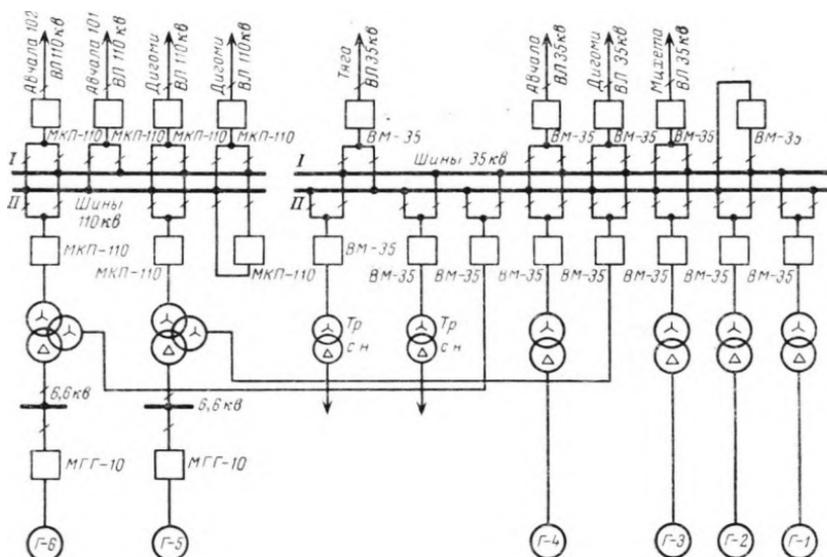
61. Эрнстов В. С., Опыт проектирования и сооружения Храмской гидроэлектростанции. Труды совещания по проектированию и строительству гидроэлектростанций, изд. ВНИТОЭ и МЭС СССР, 1949.

62. Эрнстов В. С., Гидроэнергетическое строительство СССР. Орг-энергострой, 1957.

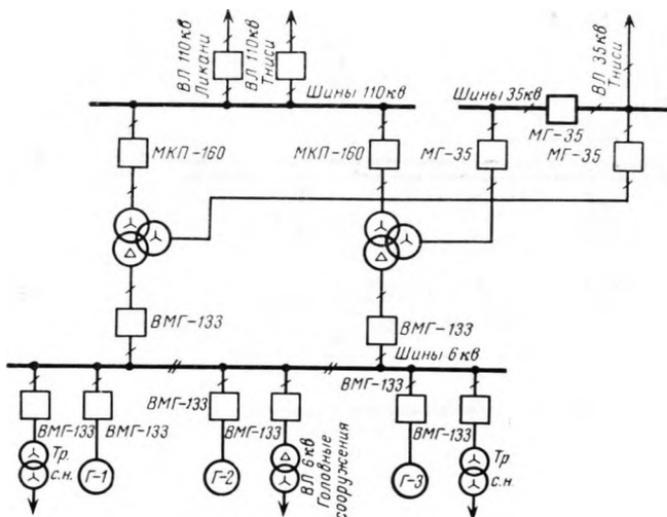
ПРИЛОЖЕНИЕ

ОДНОЛИНЕЙНЫЕ СХЕМЫ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

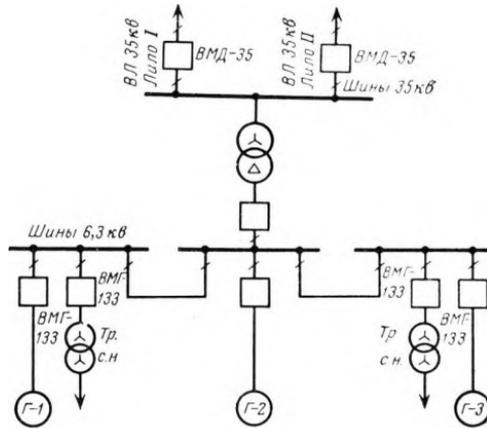
Земо-Авчальская ГЭС имени В. И. Ленина



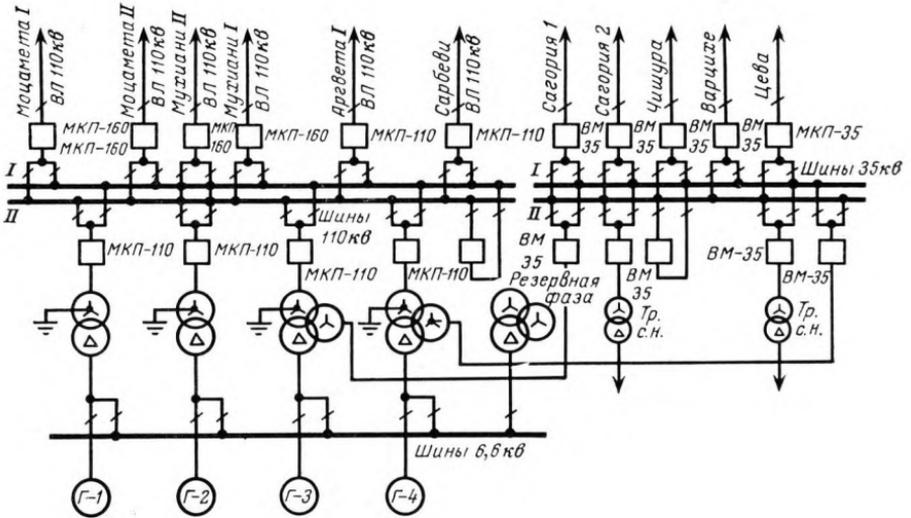
Читахевская ГЭС



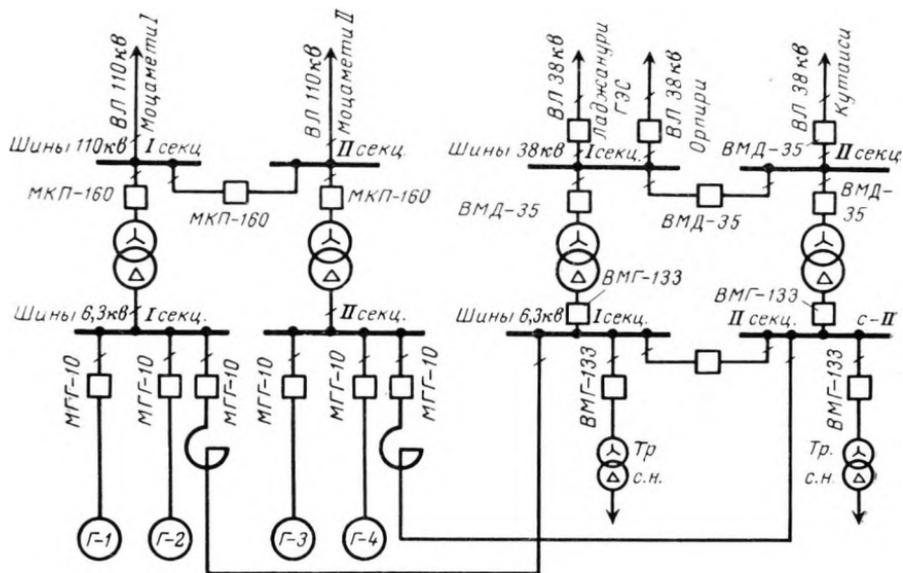
Ортачалская ГЭС



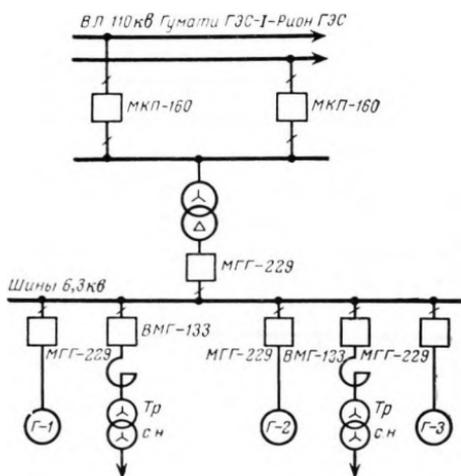
Рионская ГЭС



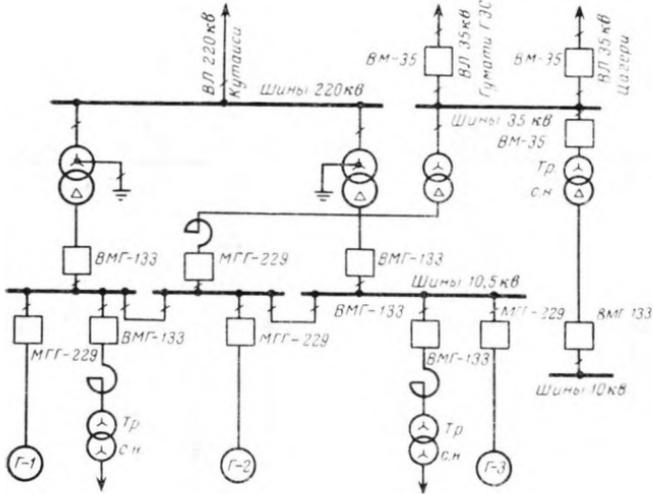
Гуматская ГЭС I



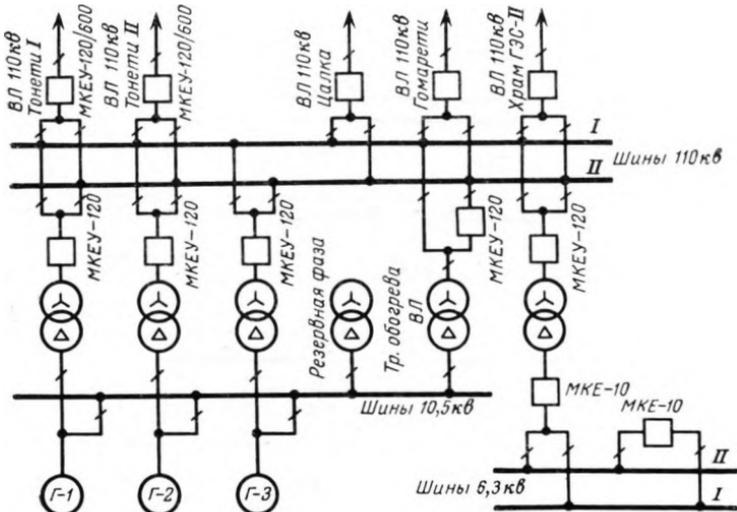
Гуматская ГЭС II



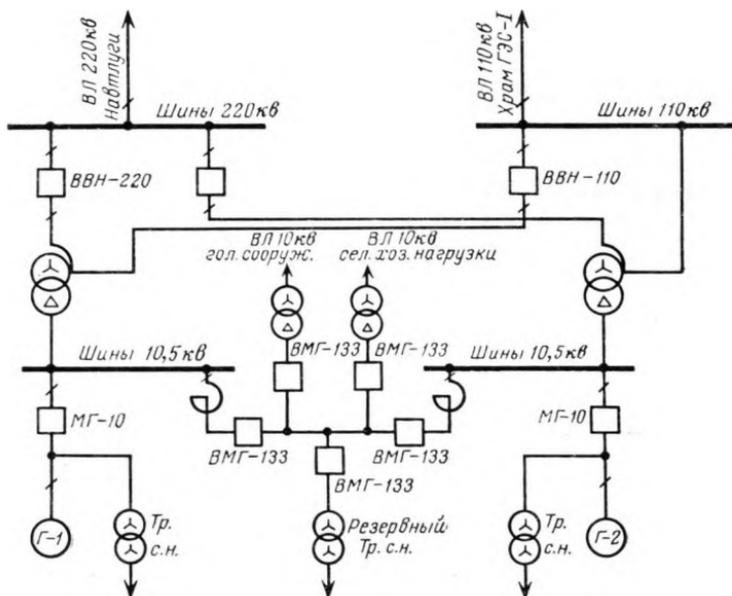
Ладжанурская ГЭС



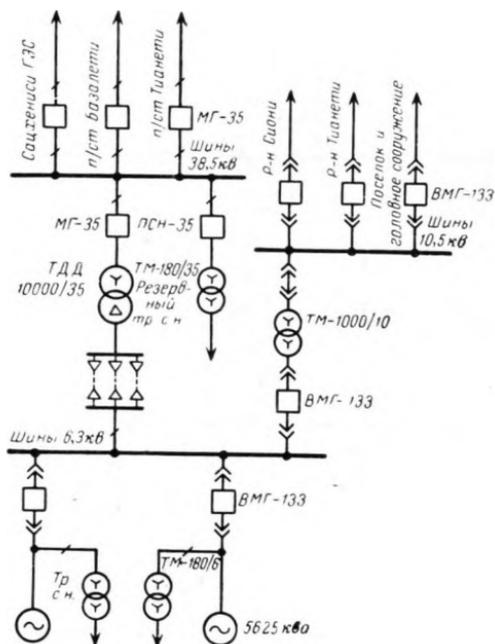
Храмская ГЭС I



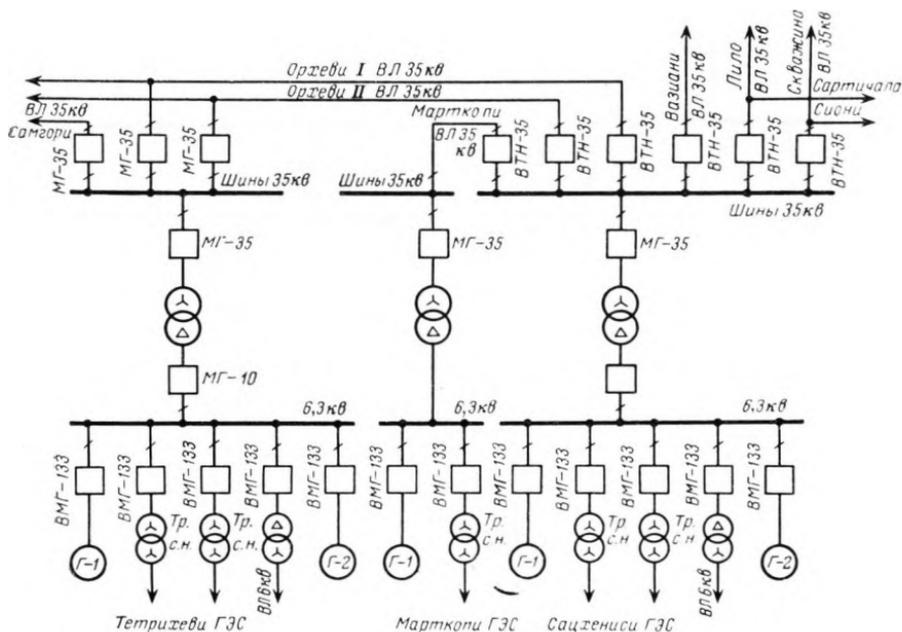
Храмская ГЭС II



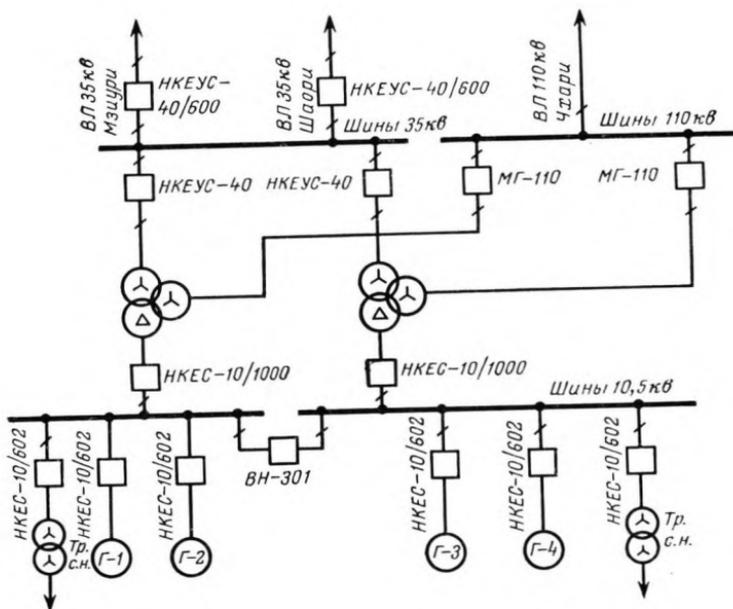
Сионская ГЭС



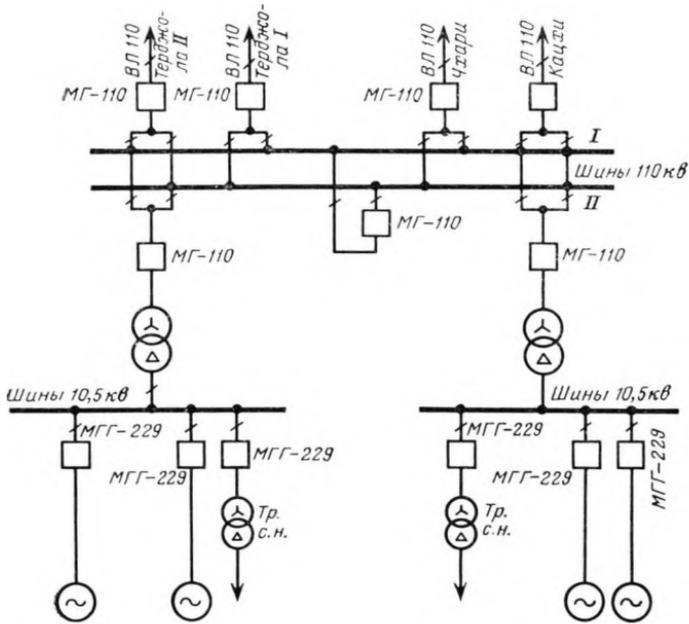
Самгорские ГЭС



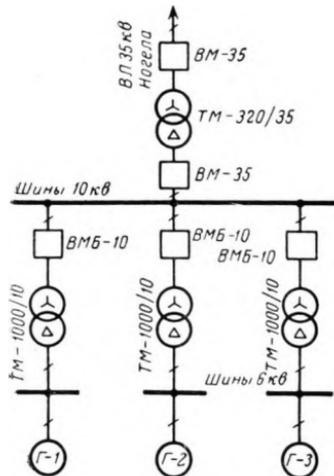
Шаорская ГЭС



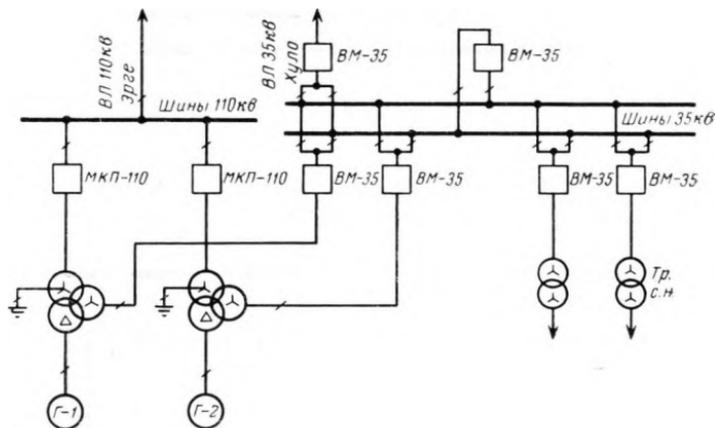
Ткибульская ГЭС



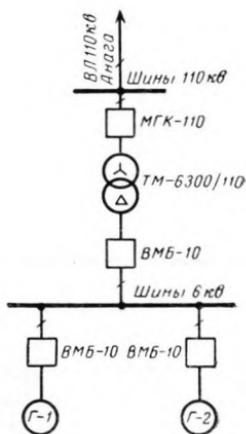
Абашская ГЭС



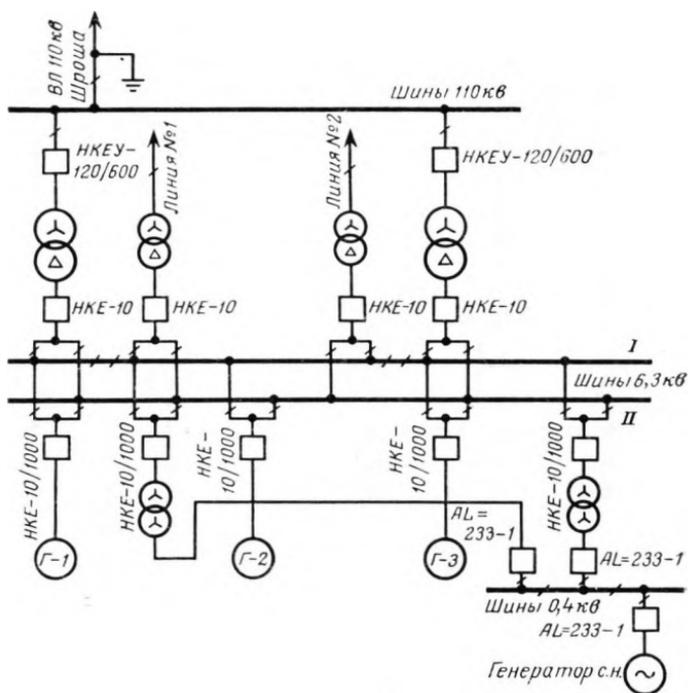
Адjarис-Цкальская ГЭС



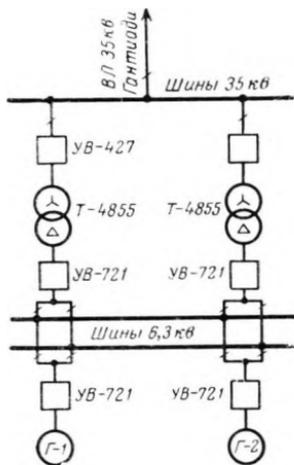
Алазанская ГЭС



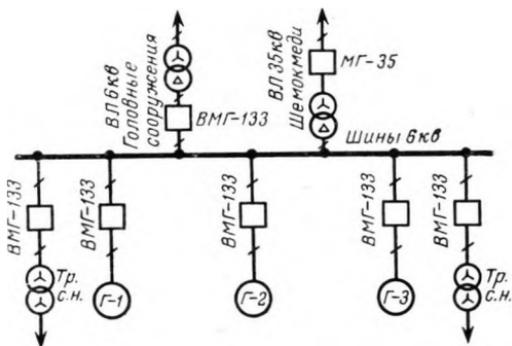
Сухумская ГЭС



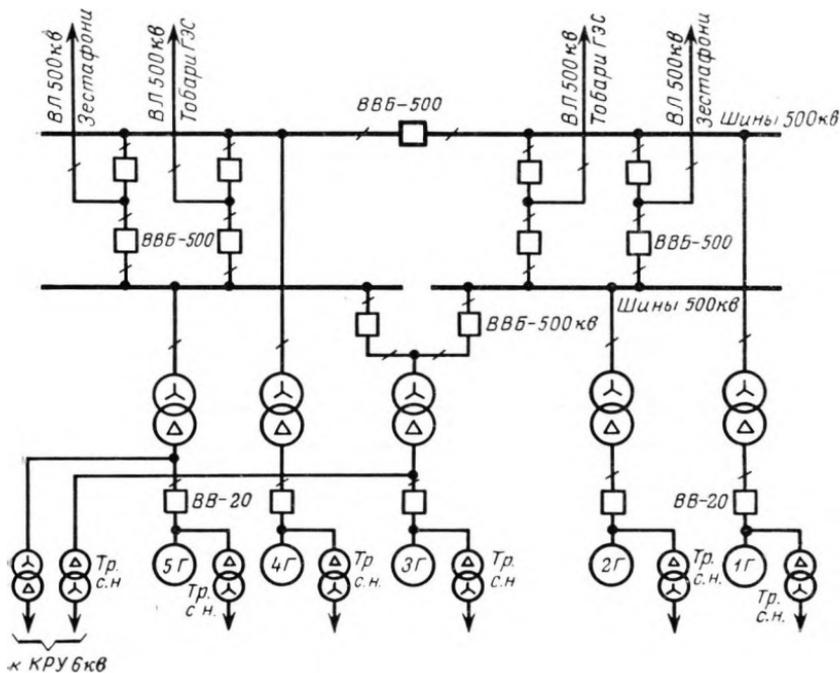
Багнарская ГЭС



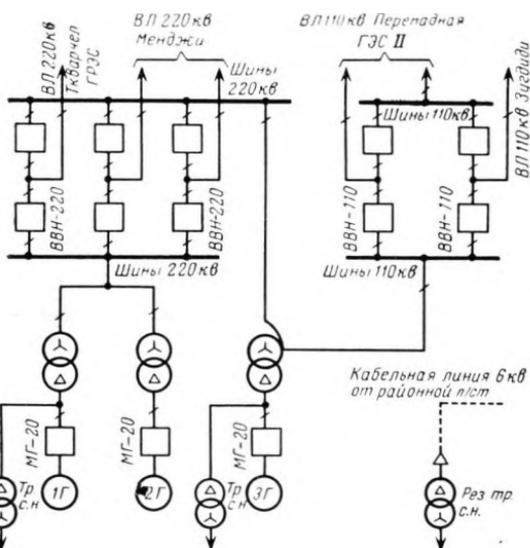
Бжужская ГЭС



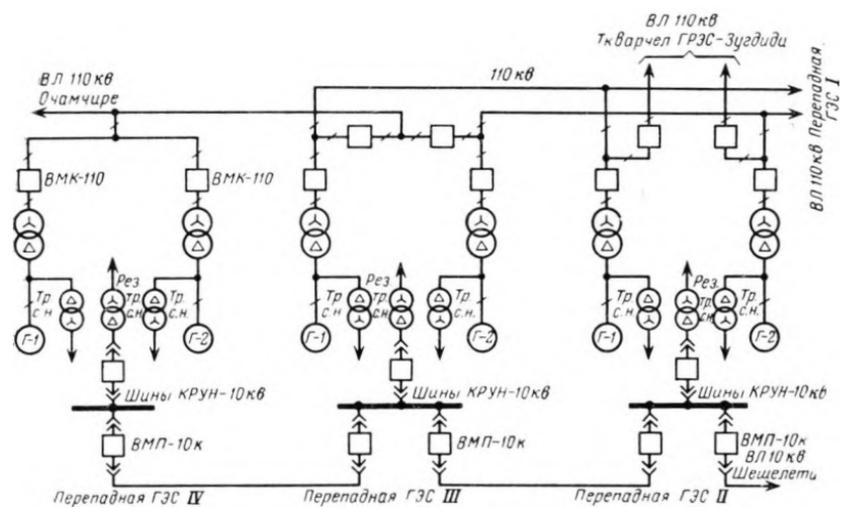
Ингульская ГЭС



Перепадная ГЭС I



Перепадные ГЭС II, III, IV



ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	3
Г л а в а п е р в а я . Краткий исторический обзор энергетического строительства в Грузинской ССР.....	5
Г л а в а в т о р а я . Гидроэлектростанции Грузии.....	29
Куринский каскад ГЭС.....	29
2-1. Земо-Авчальская гидроэлектростанция имени В. И. Ленина . . .	32
Краткая история	32
Общая схема установки и основные сооружения.....	33
Главная схема электросоединений	42
Основное гидросиловое оборудование	42
Проектирование ЗАГЭС.....	43
Организация и производство работ.....	45
ЗАГЭС после пуска в эксплуатацию.....	47
Характерные особенности.....	50
2-2. Читахевская гидроэлектростанция.....	50
Общие сведения.....	50
Схема гидротехнических сооружений.....	52
Основное гидросиловое оборудование	55
Читахевская ГЭС в условиях эксплуатации.....	55
Характерные особенности.....	57
2-3. Ортачалская гидроэлектростанция.....	57
Общая часть.....	57
Сооружения ГЭС.....	60
Рионский каскад ГЭС.....	65
2-4. Рионская гидроэлектростанция.....	67
Краткая история	67
Общая схема станции и гидротехнические сооружения.....	69
Проектирование Рионской ГЭС.....	77
Рионская ГЭС после сдачи в эксплуатацию.....	78
Характерные особенности.....	80
Гуматские гидроэлектростанции	80
2-5. Гуматская ГЭС I.....	83
Бетонные плотины.....	83
Здание ГЭС.....	84
Переходный участок к деривации Гуматской ГЭС II.....	86
Главная схема электросоединений	86
2-6. Гуматская ГЭС II.....	87
Главная схема электросоединений	90
Характерные особенности.....	90
2-7. Ладжанурская гидроэлектростанция.....	92
Схема Ладжанурской ГЭС и гидротехнические сооружения . . .	95
Главная схема электросоединений	101
Характерные особенности	102

	Храм-Параванский каскад ГЭС.....	103
2-8.	Храмская ГЭС I.....	105
	Общие сведения.....	105
	Общая схема станции и гидротехнические сооружения.....	108
	Храмская ГЭС I в условиях эксплуатации.....	119
	Характерные особенности.....	121
2-9.	Храмская ГЭС II.....	122
	Схема станции и ее основные параметры.....	122
	Головной узел.....	126
	Деривация.....	129
	Напорно-станционный узел.....	131
	Основная схема электрических соединений.....	137
	Храмская ГЭС II в период эксплуатации.....	139
	Характерные особенности.....	139
	Самгорский каскад ГЭС.....	140
2-10.	Сионская гидроэлектростанция.....	142
	Головное сооружение у с. Палдо.....	146
	Самгорский Верхний магистральный канал.....	148
2-11.	Самгорские гидроэлектростанции — Сацхенисская, Марткобская и Тетрихевская ГЭС.....	148
	Электрическая часть Самгорских гидроэлектростанций	154
	Автоматизация Самгорских гидроэлектростанций.....	154
	Самгорские гидроэлектростанции в процессе эксплуатации	156
	Характерные особенности.....	156
	Шаори-Ткибульский каскад ГЭС.....	157
2-12.	Шаорская гидроэлектростанция.....	159
	Общая схема установки.....	159
	Гидротехнические сооружения.....	161
	Гидросиловое оборудование.....	163
	Электрическая часть.....	165
	Характерные особенности.....	167
2-13.	Ткибульская гидроэлектростанция.....	168
	Общая схема установки.....	168
	Гидротехнические сооружения.....	170
	Гидросиловое оборудование.....	173
	Электрическая часть гидроэлектростанции.....	175
	Особенности эксплуатации.....	177
	Характерные особенности Шаори-Ткибульского каскада гидро-электростанций.....	178
	Гидроэлектростанции вне каскадов.....	180
2-14.	Абашская гидроэлектростанция.....	180
	Гидротехнические сооружения.....	180
	Машинное здание и распределительное устройство.....	182
	Краткие данные эксплуатации.....	184
	Характерные особенности.....	185
2-15.	Аджарис-Цкальская гидроэлектростанция.....	185
	Общие сведения.....	185
	Гидротехнические сооружения.....	186
	Главная схема электросоединений.....	190
	Характерные особенности.....	190
2-16.	Алазанская гидроэлектростанция.....	192
	Общие сведения.....	192
	Гидротехнические сооружения.....	193
	Эксплуатация гидроэлектростанций.....	195
	Характерные особенности.....	196
2-17.	Сухумская гидроэлектростанция.....	197

Чоговадзе Георгий Ираклиевич

Гидроэлектростанции Грузии

Редактор *Прудовская О. А.*

Переплет художника *Т. И. Царевой*

Технический редактор *Н. А. Галанчева*. Корректор *А. Ц. Улегова*

Сдано в набор 15/X 1970 г. Подписано
Формат 60X90/16. Бумага типографская №
Тираж 2500 экз. Цена 1

к печати 28/XII
1. Печ. л. 17+вкл.
р. 22 к. Зак. 2256.

1970 г. Т-18749.
Уч.-изд. л. 18,77.

Издательство «Энергия». Москва,

М-114, Шлюзовая наб., 10.

Ленинградская типография № 4 Главполиграфпрома Комитета по печати при
Совете Министров СССР, Социалистическая, 14.

К сведению читателей. В издательстве «Энергия» в 1970 г. вышли в свет:

1. 50 лет ленинского плана ГОЭЛРО. Сборник материалов под редакцией П. С. Непорожного.

2. Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов в СССР. Под редакцией П. С. Непорожного.

В 1971 г. выходят в свет:

1. Энергетика СССР в 1971—1975 гг. Под редакцией А. С. Павленко и А. М. Некрасова.

2. Савенко Ю. Н., Штейнгауз Е. О. Энергетический баланс.

