



ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՀԱՆՐԱՊԵՏՈՒԹՅՈՒՆ

РЕСПУБЛИКА АРМЕНИЯ

REPUBLIC OF ARMENIA

Հասցե: ք. Երևան, Վաղարշյան 12ա, 0012

Адрес: г. Ереван, ул. Вагаршяна 12а, 0012

Address: N12a Vagharshyan st. Yeravan, 0012

“ԳԻԴԵՊԻՆՎԵՍՏ” ՍՊԸ

ООО “ГИДЭПИНВЕСТ”

“GIDEPINVEST” LLC

Tel: (37410) 26-12-98

Web: www.gidepinvest.am

E-mail: gidepinvest@mail.ru

Договор №223-25

Заказчик ООО «Грузинская Международная Энергетическая Корпорация»



Эскизный проект реконструкции и технического перевооружения ГЭС «Рача-Рицеула»

Директор

М. Григорян

Главный инженер

Г. Адилханян

г. Ереван – 2026г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Позиция	Компания	ФИО
Координатор работ	ООО «ГИДЭПИНВЕСТ»	Григорян М.
Главный инженер	ООО «ГИДЭПИНВЕСТ»	Адилханян Г.
Главный специалист гидротехник	ООО «ГИДЭПИНВЕСТ»	Арутюнян В.
Ведущий инженер-гидротехник	ООО «ГИДЭПИНВЕСТ»	Казарян Г.
Главный специалист гидрометеоролог	ООО «ГИДЭПИНВЕСТ»	Григорян О.
Главный специалист по КИА	ООО «ГИДЭПИНВЕСТ»	Акопян З.
Главный специалист по электротехнике	ООО «ГИДЭПИНВЕСТ»	Гаспарян А.

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	3
ВВЕДЕНИЕ	6
В.1. Головной узел на реке Рицеула.....	7
Водосливная плотина и крепление нижнего бьефа	7
Водоприемник, отстойник и напорная камера	7
Рыбоход	9
Промывник	9
В.2. Деривация	9
В.3. Станционная площадка	10
Машинный зал, подстанция и ЛЭП	10
1. ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ГЭС «РАЧА-РИЦЕУЛА».	11
1.1 Исследование состояния конструкций гидросооружений (водосборных и водопропускных), деривации, здания ГЭС и установленного гидромеханического оборудования.....	11
Фотографии сооружений	11
Основные решения по реконструкции гидротехнических сооружений ГЭС «Рача-Рицеула»	22
1.2 Исследование состояния основного и вспомогательного оборудования гидроагрегатов, оборудования пристанционной подстанции, систем регулирования и автоматики.	23
1.2.2.1 Предложения по модернизации схемы электрических соединений	26
1.2.2.2. Ориентировочная стоимость трансформаторов	27
1.2.3 Предложения по строительной части установки трансформатора, для работающих и перспективных, на основе настоящих рекомендаций	27
1.2.4 Предложения по модернизации систем релейных защит, управления и Автоматики и оперативного тока	28
1.2.5 Предложение по системе вентиляции и охлаждения генераторов 4 и 5	28
2. ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	32
Гидрологическое обоснование водноэнергетических расчетов	32
Водно-энергетические расчеты	36
2.1.Расчет “проектного” существующего состояния ГЭС.....	37
ветка Рача	37
ветка Рицеула	44
2.2. Замена агрегатов ветки Рача на один агрегат Пельтон	51
ветка Рача	51
ветка Рицеула	58
2.3.Оценка после предполагаемого перераспределения расходов – подключения одного агрегата Пельтон к ветке Рача без замены агрегатов	65
ветка Рача	65
ветка Рицеула	72
2.4. Увеличение расчетного расхода ветки Рача до 6.5м ³ /сек без перераспределения	79

ветка Рача	79
ветка Рицеула	86
2.5. Сравнение результатов при различных сценариях	93
3. ОСНАЩЕНИЕ ГЭС РАЧА-РИЦЕУЛА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ УЧАСТКАМИ (ИУ)	95
3.1. Введение и концепция	95
3.2. Технический анализ и предлагаемое решение	96
3.2.1. Анализ существующей схемы и задач	96
3.3. Рекомендуемая схема размещения Измерительных Участков (ИУ).....	96
3.3.1. Уровень 1: Высокоточный учет на напорных трубопроводах	96
3.3.2. Уровень 2: Балансовый и технологический учет на открытых сооружениях	96
3.4. Сравнительный анализ технологий и рекомендации по выбору расходомеров для напорных трубопроводов	97
3.4.1. Комбинированные радарные уровнемеры-расходомеры для открытых сооружений	98
3.5. Основные технические параметры и требования к оборудованию	98
3.6. Заключение и дальнейшие шаги.....	99
3.7. Ориентировочная стоимость	100
3.7.1 Ориентировочная стоимость проектных работ (в долларах США)	100
3.7.2. Ориентировочная стоимость монтажных и пусконаладочных работ (в долларах США)	100
3.7.3. Ориентировочная стоимость расходомеров европейского производства (в долларах США, за единицу)	100
3.7.3.1 Ультразвуковые многолучевые расходомеры (ToF)	100
3.7.3.2. Комбинированные радарные уровнемеры-расходомеры для открытых сооружений (обновлённый список)	101
4. ОСНОВНЫЕ ОБЪЕМЫ РАБОТ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ	103
5. ПРИЛОЖЕНИЯ	106
5.1. Приложение 1 – Дополнительный промывник.....	106
5.2. Приложение 2 – Объединенный водовод – Вариант трубопровода	107
5.2. Приложение 3 – Объединенный водовод – Вариант канала.....	109
6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ЧЕРТЕЖИ	110

ВВЕДЕНИЕ

Эскизный проект реконструкции и технического перевооружения ГЭС «Рача-Рицеула» выполнен на основании договора №223-25 от 15.10.2025г заключенному между ООО «ГИДЭПИНВЕСТ» и ООО «Грузинская Международная Энергетическая Корпорация».

Эксплуатируемая ГЭС «Рача-Рицеула» расположена в ущелье р.Рицеула региона Рача-Лечхуми. Используется энергоресурс на стоке реки Рицеула между абсолютными отметками реки от 945 до 655м (Рис.1.1).



Рис.1.1. Карта региона расположения ГЭС

Расположение комплекса основных сооружений ГЭС показано на Рис.1.2 и Таблице 1.1.

Таблица 1.1. Координаты

№	Координата	Точка водозабора	Здание ГЭС
1	Широта	42°35'31.52"N	42°34'12.21"N
2	Долгота	43°7'19.91"E	43°6'46.56"E

Эксплуатируемая ГЭС состоит из комплекса следующих сооружений:

- головной узел на реке Рицеула;
- головной узел на реке Хэдэтури;
- двухветочная деривация с напорными и безнапорными участками, а также уравнильным резервуаром на ветке Рицеула;

- станционная площадка, включающая два блока здания ГЭС, отводящую систему и подстанцию.

Ниже на рис.1.2 приводится генеральный план-схема компоновки комплекса существующих сооружений.

В.1. Головной узел на реке Рицеула

Головной узел состоит из следующих сооружений

- водосбросная плотина с гасительным колодцем,
- водоприемник, оснащенный грубыми сороудерживающими решетками,
- два однокамерных отстойника, с подводящими каналами, переходными зонами, промывными галереями и напорными камерами, с мелкой сороудерживающей решеткой,
- левобережный промывник,
- рыбоход.

Водосливная плотина и крепление нижнего бьефа

Водосливная плотина видимой высотой около 3.0м, и длиной по гребню водосброса 22.5м, предусмотрена для создания необходимого Нормального подпорного уровня (НПУ – 945м) и пропуска паводковых расходов (отметка верха бычков – 948м).

В соответствии с СНиП, основные сооружения ГЭС относятся к III-му классу капитальности, поэтому в створе головного узла вероятность годового превышения расчетных максимальных расходов составит 0.5%. Согласно данным Заказчика пропускная способность водосброса равна 135м³/сек.

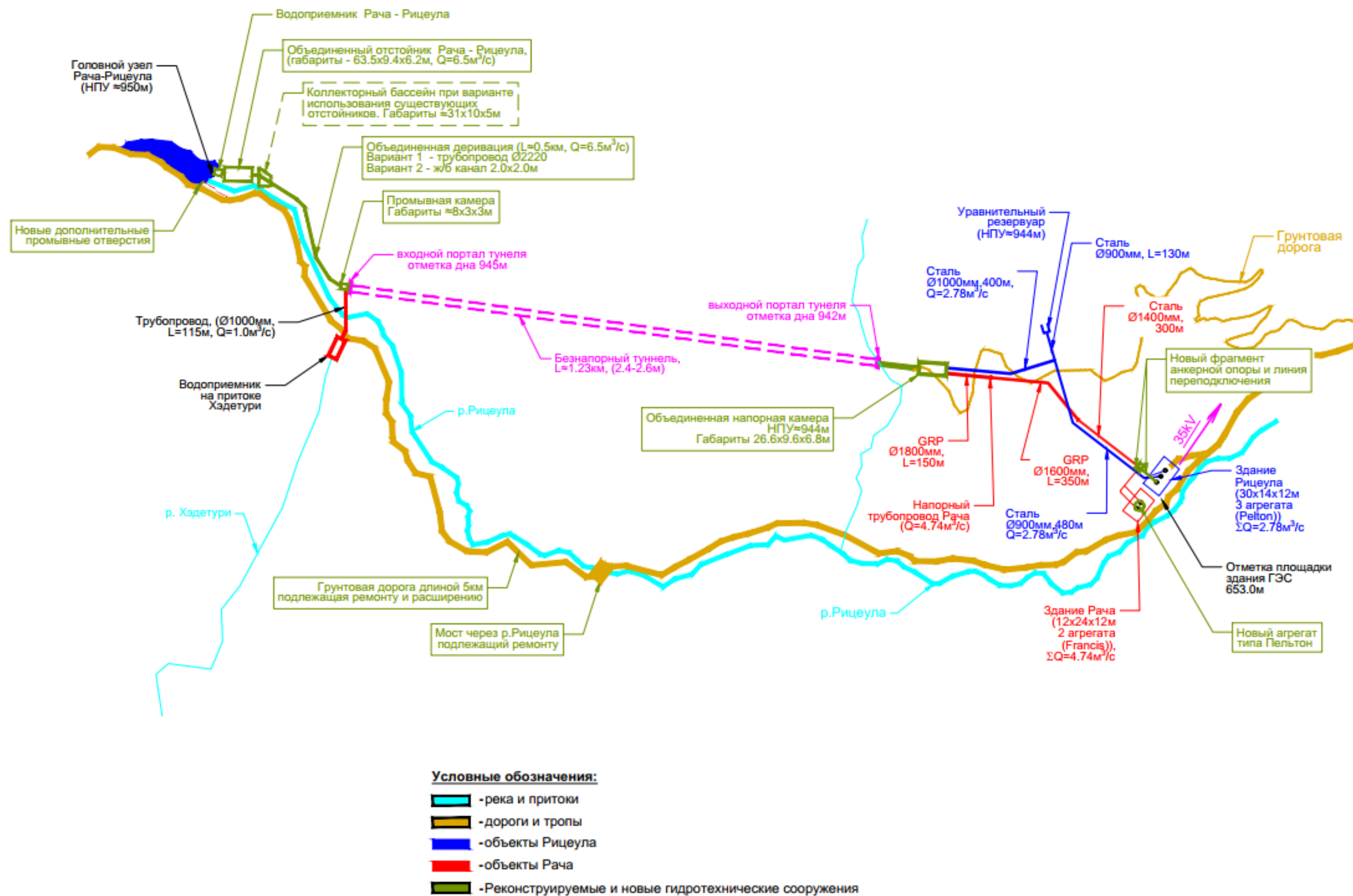
Для гашения энергии потока воды, переливающей через водосбросную плотину и защиты нижнего бьефа от размыва, вдоль всего сбросного фронта предусмотрен гасительный колодец из монолитного железобетона.

Водоприемник, отстойник и напорная камера

Водоприемник предусмотрен для пропуска расходов в размере до 5.5м³/с в отстойник, и далее в деривацию.

Водоприемник реализован в виде боковой поверхностной водосливной стены суммарной длиной порога около 6.0м. Предусмотрена вертикальная установка грубых сороудерживающих решеток в накладном исполнении с просветом 200мм. Водоприемник реализован в виде закрытого ж/б короба сопряженного с подводящими к отстойникам двумя каналами длиной 150м и размерами сечения 2.0*1.5м.

В составе головного узла предусмотрен два отстойника с длиной рабочей камеры 22.5м (Рицеула) и 40м (Рача) для каждой из веток деривации и шириной 6.0м и 7.5м соответственно. Для очистки камер от накопившихся наносов предусмотрены промывные отверстия. Отстойники снабжены более мелкими сороудерживающими решетками с просветом 25-35мм.



Рыбоход

В целях обеспечения бесперебойной миграции рыб по реке, в составе сооружений головного узла предусмотрен монолитный железобетонный рыбоход, позволяющего ихтиофауне преодолеть искусственный перепад, вызванный строительством подпорного сооружения (водосливной плотины) и забором расчетных расходов необходимых для работы ГЭС.

Согласно применяемым экологическим нормам, санитарный расход составляет 10% от среднемесячного расхода за весь рассматриваемый гидрологический ряд и в среднемноголетнем равен $\approx 0.53 \text{ м}^3/\text{сек}$. Данная величина предусмотрена для предотвращения осушения русла реки, нарушения термического режима и гибели ихтиофауны. Часть упомянутого расхода может быть использована в рыбоходном сооружении, с целью обеспечить необходимый для миграции рыб режим течения воды, характеризуемый скоростью течения и размерами сечения потока. Рыбоход, предусмотренный в составе головного узла ГЭС, принадлежит к типу многокамерных лестничных рыбоходных сооружений. Его длина составляет 16.5м, и ориентировочно он состоит из 8-10 камер размерами 1.0*1.0м.

Промывник

В целях очистки водоема, образованного строительством подпорного сооружения, в частности перед водоприемником, в составе сооружений головного узла, на линии напорного фронта предусмотрено железобетонное сооружение с промывным отверстием размерами 5.0х4.0м. Входная часть промывника расположена непосредственно у водоприемных отверстий, что позволит в первую очередь обеспечить очистку верхнего бьефа от накопившихся наносов.

Очевидно, что промывник может быть использован также для пропуска части паводкового расхода.

В.2. Деривация

Деривация состоит из следующих участков:

- два параллельных безнапорных водовода длиной $\approx 500\text{м}$ в виде ж/б каналов с сечением 1.5*2.0м,
- безнапорный туннель длиной 1.23км с корытообразным сечением размерами 2.4*2.6м,
- напорная ветка Рача:
 - GRP D1800 L=150м;
 - GRP D1600 L=350м;
 - St D1400 L=400м;
- напорная ветка Рицеула:

- St D1000 L=400м;
- St D900 L=480м.

Обе напорные ветки начинаются со своих напорных камер.

Ветка Рицеула снабжена уравнительным резервуаром.

В непосредственной видимости перед входом в здание оба трубопровода проходят по отдельным бетонным опорам (4 анкерных и 33 промежуточных) и заканчиваются главными анкерными опорами. Затем, разветвления подключаются к агрегатам.

В.3. Станционная площадка

Площадка станционного узла расположена на левом берегу реки Рицеула. Станционная площадка расположена на спланированной отметке ≈ 655.0 м. Площадка размерами в плане $\sim 135 \times 45$ м, ограждена металлическим ограждением.

В состав сооружений станционной площадки включены:

- Здание МГЭС
- Пристройка ОРУ
- Отводящий канал – из монолитного железобетона
- Пристанционная анкерная опора конечного участка турбинного водовода
- Подстанция 35/3.3кВ и ВЛ.

Машинный зал, подстанция и ЛЭП

На данный момент в здании ГЭС установлены два идентичных гидроагрегата типа Фрэнсис (1+1) и три гидроагрегата типа Пельтон (1+2).

Расчетные расходы распределены по турбинам следующим образом:

- Фрэнсис 1 – $2.37 \text{ м}^3/\text{сек}$
- Фрэнсис 2 – $2.37 \text{ м}^3/\text{сек}$
- Пельтон 1 – $1.75 \text{ м}^3/\text{сек}$
- Пельтон 2 – $0.5 \text{ м}^3/\text{сек}$
- Пельтон 3 – $0.5 \text{ м}^3/\text{сек}$

Согласно предоставленным данным активная мощность турбин на Фрэнсис на ветке Рача $2 \times 5500 = 11000 \text{ кВт}$, а на ветке Рицеула – $2 \times 1250 + 4320 = 6820 \text{ кВт}$. Подстанция: 6/35кВ.


1. ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ГЭС «РАЧА-РИЦЕУЛА».

1.1 Исследование состояния конструкций гидросооружений (водосборных и водопропускных), деривации, здания ГЭС и установленного гидромеханического оборудования.

На основании визуального осмотра и рекогносцировочных работ ГЭС «Рача-Рицеула» проведенного совместной группой специалистов ООО «Джорджиан Интернэшнл Энергетическая корпорация» и ООО «ГИДЭПИНВЕСТ» от 04/06/2025, а так же от 21/10/2025, было составлено нижеописанное заключение и фотофиксация относительно фактического состояния сооружений и оборудования.

Первое, что необходимо отметить, это необходимость ремонта существующих мостов на реке Рицеула, а так же ремонт и расширение эксплуатационной дороги на длине примерно 5.0км.

Фотографии сооружений



Объект/Сооружение	Примечания
<u>Головной узел на р.Рицеула</u>	
<i>Водосливная плотина и водобой</i>	
	<p>На гребне водсливной плотины установлены две трубы для дополнительного напора. Влияние этих труб на пропускную способность водосброса должно быть оценено, и в случае обнаружения недостаточной пропускной способности, необходимо предусмотреть меры по ее увеличению. Возможно строительство промывника с правой стороны. Это решение увеличивает пропуск паводковых расходов, хоть и не в автоматическом режиме, а так же поможет периодической очистке накопившихся в верхнем бьефе наносов.</p> <p>Поверхность водослива достаточно сильно изношена для того что бы задуматься о ее ремонте. Каменнонабросная или бетонная рисберма не наблюдалась. Длина гасительного колодца под вопросом. Согласно оценочным расчетам его длина должна составлять около 9м а глубина от 1.0 до 1.5м учитывая пропускную способность водосброса 135м³/сек (согласно данным Заказчика). Фактическая топосъемка показывает длину водобоя 7.5м.</p>

Рыбоход	<p>Функциональность рыбохода, судя по бурности потока воды под вопросом. Видимо объем камер слишком мал для гашения энергии потока воды. Строение рыбохода также вызывает вопросы. Ступень верхнего бьефа имеет слишком большой перепад. Следовательно скорость изначально может оказаться непреодолимой. При этом остальные перегородки имеют слишком малую высоту, что говорит о том, что рыбоход не будет ограничивать скорость потока в многоводные периоды. Расположение отверстий на момент визита невозможно было оценить. Необходимы инструментальные замеры размеров сооружения, для последующего гидравлического расчета. Поверхность бетона сильно изношена и ее необходимо восстановить.</p>
Водоприемник	<p>Состояние бетона внутри водоприемника на момент визита невозможно было оценить. Предполагается изношенность бетона. Также, в случае увеличения расчетного расхода ГЭС, необходима проверка пропускной способности водоприемника гидравлическим расчетом, после инструментальных измерений размеров проема и отметки порога. Данный процесс, связан также с вопросом об отметке гребня водослива и пропуском паводка.</p>

*Металлоконструкции*

Затворы и решетки установленные на головном узле требуют ремонта и/или замены. Как минимум, необходима антикоррозийная покраска и замена уплотнителей.



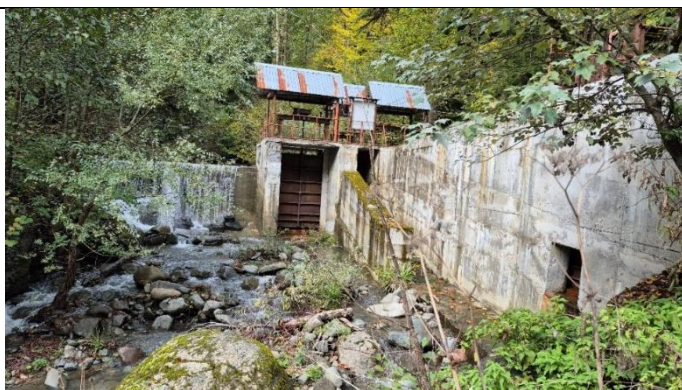
<i>Водоприемный канал Рицеула</i>	
	<p>Сильная изношенность бетона и протечки. Необходимы ремонтные мероприятия по восстановлению непроницаемой и гладкой поверхности канала.</p>
<i>Отстойник Рицеула</i>	
	<p>Сильная изношенность бетона и протечки. Необходимы ремонтные мероприятия по восстановлению непроницаемой и гладкой поверхности канала. Имеет смысл рассмотрение целесообразности варианта строительства нового двухкамерного отстойника и подводящего канала, предназначенного для суммарного расхода обеих веток деривации.</p>

*Отстойник Рача*

Сильная изношенность бетона и протечки.
Необходимы ремонтные мероприятия по восстановлению непроницаемой и гладкой поверхности канала.
Имеет смысл рассмотрение целесообразности варианта строительства нового двухкамерного отстойника и подводящего канала, предназначенного для суммарного расхода обеих веток деривации.



Головной узел на р.Хэдэтури



В общем водозаборник на р.Хэдэтури находится в рабочем состоянии и выполняет свою основную функцию. Некоторые ремонтно-восстановительные работы рекомендуются, в связи с размывами и износом бетонных поверхностей, а также с неисправностями и коррозией металлоконструкций затворов и решеток.



<u>Напорная деривация от реки Хэдэтури</u>	
	<p>Необходима антикоррозийная гидроизоляция внешней поверхности трубопровода.</p>
<u>Деривация вдоль реки Рицеула</u>	
<i>Безнапорная деривация</i>	
	<p>Каналы находятся в изношенном состоянии, есть открытые повреждения. Необходимы ремонтные мероприятия. Имеет смысл рассмотреть вариант замены обеих безнапорных водоводов в один. Новый водовод может быть реализован как в виде безнапорного трубопровода(ориентировочно: диаметром 2.4м), так и в форме нового канала.</p>
<i>Туннельный участок</i>	
	<p>В основном туннель находится в рабочем состоянии. Необходима периодическая, очистка от мусора. Рекомендуется установка сороудерживающих решеток в начале со строительством промывного узла. В качестве дополнительных мероприятий по улучшению состояния возможно снижение шероховатости.</p>

Напорная камера ветки Рача

На момент визита, состояние внутренней поверхности невозможно было оценить. Предполагается сильная изношенность поверхности бетона.
В целях повышения удобства эксплуатации, предлагается замена обеих напорных камер одной.

*Напорная камера ветки Рицеула*

На момент визита, состояние внутренней поверхности невозможно было оценить. Предполагается сильная изношенность поверхности бетона.
Предлагается замена обеих напорных камер, одной.

Автомобильный мост

В свете возможных, масштабных работ по ремонту и реконструкции ГЭС, необходимо в состав строительных работ включить ремонт и/или реконструкцию моста.

Напорная деривация

Трубопровод необходимо покрыть антикоррозийной изоляцией. Так же рекомендуются мероприятия по измерению толщины стенок трубопровода в целях дальнейшего расчета прочности стенок трубопровода в условиях гидравлического удара.



<p><u>Уравнительный резервуар</u></p> 	<p>Необходимо окрасить трубу и желательно укрыть ее грунтовой защитной обсыпкой. Необходимо отремонтировать бетонные поверхности.</p>
<p><u>Здание ГЭС и станционный узел</u></p>  	<p>Здание и станционный узел находятся в хорошем состоянии. Необходимость работ по реконструкции может быть обусловлена решением о замене и ремонте агрегатов.</p>
<p><u>Машинный зал</u></p> 	<p>В здании установлены два идентичных китайских агрегата типа Фрэнсис и три агрегата типа Пельтон, из коих один китайского производства (1.75м³/сек) и два немецких, производства фирмы Voit.</p> <p>Учитывая напор станции около 285м, установка агрегатов типа Фрэнсис нерациональна.</p> <p>Так же немаловажен факт некоторого возможного несоответствия</p>



установленных турбин предполагаемым напорам. Это необходимо проверить. Предлагается установка временного/постоянного цифрового манометра и измерителя расходов.

Необходимо задуматься о целесообразности замены агрегатов на агрегаты с турбинами активного типа, особенно, учитывая статистику производства электроэнергии и жалобы персонала на различные проблемы с упомянутыми агрегатами.

Отводящий канал	
	<p>Хотя возможности осмотра сооружения изнутри не было, однако очевидно, что оно находится в плохом состоянии. Также на основании общения с эксплуатационным персоналом, возникли сомнения в правильной посадке агрегатов (особенно типа Фрэнсис) относительно уровня воды в отводящей системе. Необходимо вскрытие отводящей системы, инструментальные измерения размеров сооружения и проверка гидравлического режима на предмет соответствия техническим условиям эксплуатации установленных турбин. После этого будет возможно принятие решения о реконструкции или замене агрегатов (если ситуация неисправима).</p>

Основные решения по реконструкции гидротехнических сооружений ГЭС «Рача-Рицеула»

Предлагается:

- Отремонтировать автодорожные мосты и подъездную дорогу на длине 5.0км с расширением проезжей части.
- Построить дополнительный промывник с правого берега, в целях увеличения пропускной способности головного узла, а также повышения эффективности промыва донных наносов накапливающихся в верхнем бьефе (Приложение 1).
- Объединить две безнапорные ветки на участке перед тунелем, в один водовод. Данный водовод может быть как закрытого сечения (трубопровод диаметра 2.0м – Приложение 2.1), так и в виде ж/б канала сечением 2.0*2.0 (Приложение 2.2), который будет покрыт защитными плитами, в целях защиты от загрязнений.
- После объединения безнапорных веток в одну, необходимо предпринять меры по очистке забираемой воды от взвешенных наносов. Для этого предлагается два варианта:
- Постройка нового двухкамерного отстойника под общий расход ГЭС (нынешний или увеличенный) и демонтаж существующих отстойников и подводящих каналов.
- Ремонт существующих отстойников и их подводящих каналов с заменой оборудования на нем, а также строительство нового коллекторного бассейна для подачи воды в объединенный безнапорный водовод.

- Строительство одной объединенной напорной камеры на выходе из тунеля для снабжения обеих напорных веток деривации.
- Установка автоматических систем очистки сороудерживающих решеток.
- Реконструкция и ремонт анкерной опоры, под одну из возможных схем использования водного потенциала реки Рицеула (описано ниже). Основных вариантов схемы три:
- Переподключение – учитывая загруженность ветки Рицеула и ее малый диаметр, возможно подключение крупной Пельтон турбины к ветке Рача.
- Повышение расчетного расхода – в данном случае возможен как один из предидущих вариантов, так и замена Фрэнсис турбин из блока Рача на турбины типа Пельтон одним или двумя новыми агрегатами.
- Замена агрегатов на данном этапе считается желательной, поскольку дальнейшие расчеты по выработке электроэнергии и сопряженные с ними расчеты по гидравлическим потерям показывает превышение расчетного напора над напором заявленным в документации предоставленной Заказчиком, что возможно и вносит вклад в проблемы во время эксплуатации.
- Установка автоматических систем управления рекомендуется.

1.2 Исследование состояния основного и вспомогательного оборудования гидроагрегатов, оборудования пристанционной подстанции, систем регулирования и автоматики.

На момент ознакомления 21.10.2025г, на станции работали ГА3 и ГА4, а ГА1, ГА2 и ГА5 находились в резерве, подстанция 6.3/35кВ находилась под напряжением.

Выполнен визуальный осмотр доступных сооружений, в частности: машинный зал, открытая подстанция 6.3/35кВ, операторская-пульт управления, ввод напорных трубопроводов в здание ГЭС и безнапорный водоотвод в реку Рицеула. Ознакомлены с действующим оборудованием, в частности: с компоновкой оборудования ГЭС, с основным и вспомогательным оборудованием ГЭС, а также силовым оборудованием подстанции, с системами управления и автоматики.

В целом общее состояние территории, основных сооружений и оборудования ГЭС можно оценить как хорошее, следует отметить что укомплектованность персоналом и условия труда -удовлетворительные.

1.2.1 ЛЭП-35кВ «ГЭС – Энергосистема»

Вследствии того, что не завершена замена провода 3хАС95 на провод 3хАС120, с длительно допустимыми токами 330А И 390А соответственно, а в сезонах паводковых месяцев года, когда максимальная мощность достигает $P_{\max}=17\text{МВт}$, где $I_{\max}=351\text{А}\div 312\text{А}$, при соответствующих $\cos\phi=0.8\div 0.9$, ВЛ-35кВ имеет ограничение по пропускной способности.

Подвеска провода 3хАС-120 сможет обеспечить как максимальную пропускную способность по ВЛ-35кВ существующей генерируемой мощности, так и перспективной дополнительной мощности, новой малой ГЭС на узле водозабора до 2МВт.

1.2.1.1 Предложение по увеличению пропускной способности линии

- Необходимо завершить замену подвески провода 3хАС-95 на провод 3хАС-120.

1.2.2 Главная схема электрических соединений

Главная действующая схема электрических соединений ГЭС «Рицеула» $P_{уст}=7.9\text{МВА}$ и ГЭС «Рача», $P_{уст}=11\text{МВА}$ определена на основании двух реконструкций в 1955г. и 2013г, по схеме: **«работа генераторов, с номинальным напряжением 6.3кВ двух станций, через соответствующие силовые трансформаторы на общую систему шин 35кВ»**. Произведенная, на обеих гидроэлектростанциях, электроэнергия посредством ВЛ-35кВ передается в Электрические сети Грузии.

При первой реконструкции ГЭС «Рицеула» был установлен новый гидроагрегат с турбиной Пелтона, и Руст(3)=5100кВА, а при второй реконструкции в качестве ГЭС «Рача», установлены новые два гидроагрегата с турбинами Френсиса, с Руст(4),(5)=5500кВА.

Две гидростанции находятся на одной площадке, в пристроенных помещениях к зданию ГЭС, с двумя гидроагрегатами Пелтона Руст(1),(2)=1400кВА «Рицеула», построенной по плану ГОЭЛРО, в первой половине XX века.

Все пять генераторов обеих гидростанций присоединены на три системы шин ЗРУ 6.3кВ, две из которых:- №2 СШ-6.3кВ, с присоединенными двумя генераторами ГЭС «Рача» и №1 СШ-6.3кВ, с присоединенным генератором 5100кВА ГЭС «Рицеула» - секционированы секционным выключателем и секционным разъединителем 6.3кВ. Два генератора, мощностью по 1400кВА каждый, присоединены к отдельной №3 СШ-6.3кВ. Каждая СШ-6.3кВ подключена к соответствующему силовому трансформатору:

- Генераторы 2х1400кВА ГЭС «Рицеула» к двух-обмоточному трансформатору №1, мощностью ТМ-3200кВА напряжением 35/6.3кВ
- Генератор 1х5100кВА ГЭС «Рицеула» к двух-обмоточному трансформатору №2, мощностью ТМ-6300кВА напряжением 35/6.3кВ
- Генераторы 2х5500кВА ГЭС «Рача» к двух-обмоточному трансформатору №3, мощностью ТДН-16000кВА напряжением 35/6.3кВ.

От №3 СШ-6.3кВ посредством предохранителей подключены: трансформаторы СН 6/0.4кВ мощностью 100 и 160кВА, а к №1 СШ-6.3кВ посредством выключателя подключен трансформатор СН 6/0.4кВ мощностью 630кВА.

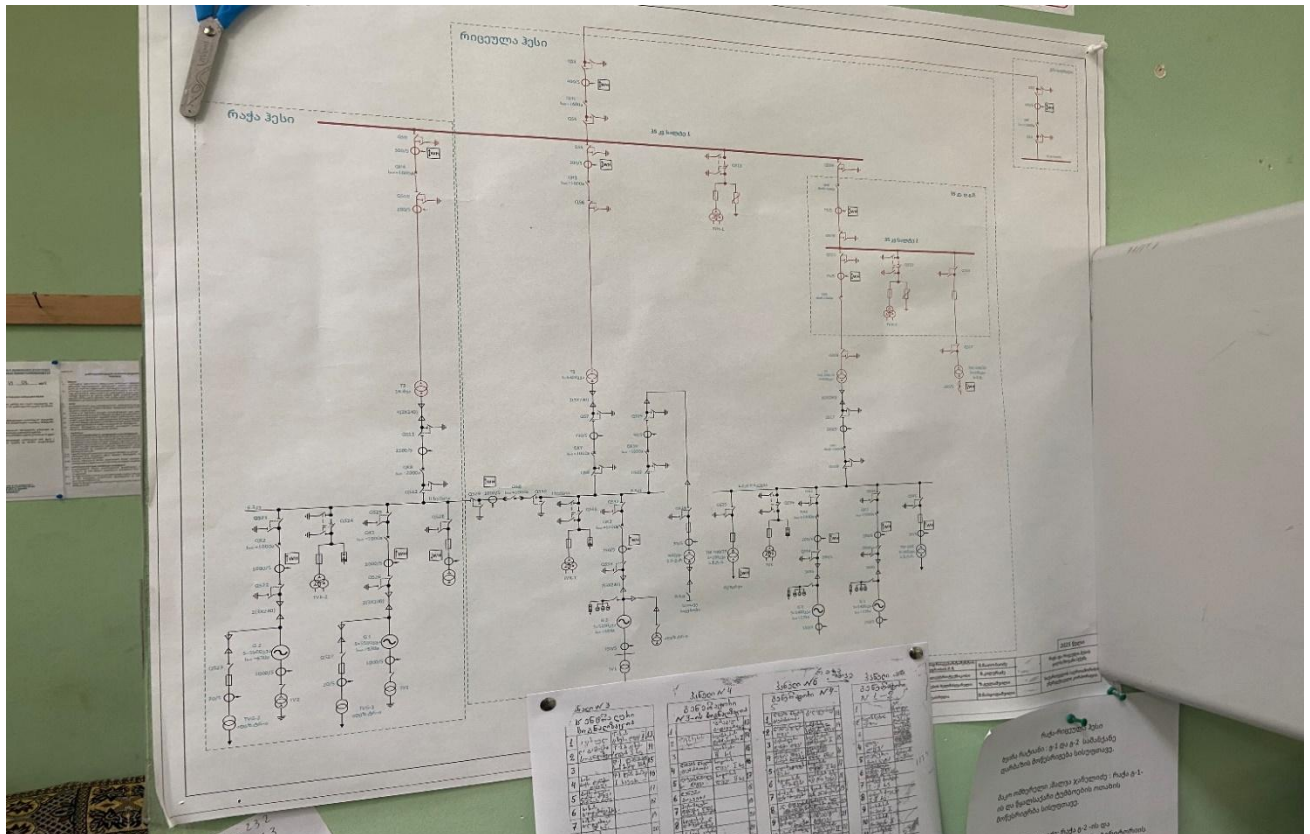
Все трансформаторы по стороне 35кВ подключены на общую СШ-35кВ, посредством вводных вакуумных выключателей 35кВ. В качестве вводных выключателей, для трансформаторов №2 и №3, использованы выключатели наружной установки. А

подключение к СШ 35кВ трансформатора №1 осуществлен выключателями ячейек 35кВ, установленных в ЗРУ-35кВ. Ячейки ЗРУ-35кВ, смонтированные в отдельном здании на территории ОРУ-35кВ, где помимо приемной ячейки 35кВ, посредством предохранителей присоединен трансформатор напряжения СШ-35кВ, а также посредством предохранителей присоединен трансформатор собственных нужд ТМ-100/35/0.4кВ.

ЗРУ-35кВ подключено вводным выключателем к СШ-35кВ. Ошиновка от трансформаторов до вводных выключателей 35кВ выполнена «жесткой»-трубами, ошиновка от вводных выключателей до СШ-35кВ и далее до вводного выключателя ВЛ-35кВ выполнена «гибкой» с подвеской голого провода АС-95 и АС-120.

Силовые кабели линии 6кВ от ЗРУ к генераторам и трансформаторам с изоляцией из сшитого полиэтилена, а также установленные концевые муфты высокого качества и отвечают современным требованиям.





1.2.2.1 Предложения по модернизации схемы электрических соединений

- **Изменение схемы ЗРУ-6.3кВ:**

Замена трех секций СШ-6.3кВ на одну секционированную СШ-6.3кВ, с подключением к 1-й секции СШ-6.3кВ генераторов ГЭС «Рицеула» 1х5100кВА, 2х1400кВА и приемной ячейки от новой малой ГЭС мощностью 2500кВА, присоединения к 2-й секции оставить существующие генераторы ГЭС «Рача» 2х5500кВА.

На каждой из секции предусмотреть по одному трансформатору напряжения СШ-6.3кВ и по одному трансформатору собственных нужд из имеющихся 100 и 160кВА, с АВР-04кВ между ними, с присоединением на любую из секций трансформатора СН 630кВА. Оборудование и потребители водозабора напряжением 0.4кВ, которые на данный момент запитаны посредством КЛ-0.4кВ, длиной до 2500м от СН-0.4кВ здания ГЭС.

При сооружении новой ГЭС на водозаборе, потребители водозабора могут быть подключены к трансформатору СН 100кВА новой ГЭС, по КЛ или ВЛ 0.4кВ, длиной до 200м:

Ориентировочная установленная мощность водозабора:

двигатели затворов отстойников - 6штх4кВт=24кВт

двигатели затворов подпитки - 2штх4кВт=8кВт

двигатели промывочных затворов - 2штх4кВт=8кВт

Освещение наружное - 2кВт

Дежурка 6-8кВт, Аппаратура связи - 2кВт

ИТОГО - 44кВт

- **Изменение схемы ОРУ-35кВ:**

- Предлагается схема №35-4Н «Два блока с выключателями с общей перемычкой со стороны одной линии» в частности: Присоединение двух трансформаторов 35/6.3кВ и воздушной линии 35кВ на общую СШ-35кВ, с подключением к СШ-35кВ блока ТН-35 с ОПН-35 и блока трансформатора СН, мощностью 100кВА напряжением 35/0.4кВ;
- Для выполнения всех условий по параллельной работе силовых трансформаторов подстанции предусмотреть замену трансформаторов ГЭС «Рицеула» - 3200 кВА и 6300кВА на один новый трансформатор мощностью 16000кВА.

Ориентировочный расчет потерь мощности трансформаторов (Данные производства электроэнергии ГЭС «Рицеула» и ГЭС «Рача» взяты из сайта [https://ru.abcdef.wiki/wiki/List_of_power_stations_in_Georgia_\(country\)](https://ru.abcdef.wiki/wiki/List_of_power_stations_in_Georgia_(country))):

ТМ-3200/35/6,3 Рхх-11,5кВт ПотериХХ-100740кВт; Ркз-37кВт ПотериКЗ-9884кВт

ТМ-6300/35/6,3 Рхх-6,5кВт ПотериХХ-48180кВт; Ркз-45кВт ПотериКЗ-28843кВт

ИТОГО по ГЭС «Рицеула» потери в трансформаторах 187646 кВт

ТДН-16000/35/6,3 Рхх-13кВт ПотериХХ-113880кВт; Ркз-85кВт ПотериКЗ-114330кВт

ИТОГО по ГЭС «Рача» потери в трансформаторе 228210 кВт.

- Загрузка мощностью каждого трансформатора составит 70% от номинальной мощности трансформатора позволит загружать в случае необходимости один из трансформаторов всей максимальной генерируемой мощности станционного узла до 140% с временем не более 2 часа. Условие выбора двух трансформаторов, согласно правил проектирования соблюдается.
- Предусмотреть замену провода АС-95 на АС-120 поперечной ошиновки СШ-35кВ подстанции.

1.2.2.2. Ориентировочная стоимость трансформаторов

- Стоимость новых трансформаторов 3200/35 - 40000\$; 6300/35 – 52000\$;
В качестве возвратной суммы
- Стоимость нового трансформатора 16000/35-120000\$
В качестве капложений

1.2.3 Предложения по строительной части установки трансформатора, для работающих и перспективных, на основе настоящих рекомендаций

1.2.3.1 Предлагается установка силовых трансформаторов, с использованием решений типового проекта (ТПР-13362тм).

- Согласно требования ПУЭ-7 п.4.2.69 для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных трансформаторов с количеством более 1т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники (металлический или ж/б бак) на безопасном расстоянии.

1.2.4 Предложения по модернизации систем релейных защит, управления и Автоматики и оперативного тока

1.2.4.1 На генераторах ГЭС «Рицеула» и ГЭС «Рача» установлены микропроцессорные быстродействующие статические системы возбуждения Aller A-500C

- Устройства АВР генераторов отвечают современным требованиям.

1.2.4.2 В качестве защит генераторов и трансформаторов по принципу основная и резервные используются микропроцессорные устройства компании Шнайдер и Альстом

- Устройства защит отвечают современным требованиям.

1.2.4.3 Регулятор скорости 1-й и 2-й турбин Пелтона – гидравлическая колонка-редуктор регулирования частоты по ременной передаче привода сопель и Дефлектора, с управлением от шкафа фирмы Wasserkraft. Пуск и Останов агрегата предусмотрен с «места».

- Устройства защит отвечают требованиям эксплуатации.

1.2.4.4 Регулятор скорости 3-й турбины Пелтона – микропроцессорный шкаф управления фирмы Wasserkraft с автоматическим управлением гидравлическим сервомотором привода сопель и дефлектора. Пуск и останов агрегата предусмотрен из пульта управления.

- Устройства защит отвечают требованиям эксплуатации.

1.2.4.5 Регулятор скорости 4 и 5 турбины Френсиса– микропроцессорный шкаф управления заводского изготовления с автоматическим управлением направляющего аппарата. Пуск и останов агрегата предусмотрен из пульта управления.

- Устройства защит отвечают требованиям эксплуатации.

1.2.4.6 Устройства постоянного оперативного тока станции ШОТ, предназначенный для выпрямления и заряда АКБ выполнен с контролем процессов на PLC

- Устройство отвечает современным требованиям.

1.2.5 Предложение по системе вентиляции и охлаждения генераторов 4 и 5

Для охлаждения генераторов гидростанций применяется разомкнутая косвенная система воздушного охлаждения, с отводом тепла в наружу. При этом циркуляция воздуха

обеспечивается вращающимся ротором: через воздушный зазор генератора, для охлаждения обмоток ротора и статора с системой продольной циркуляции и пакетов стали с системой радиальной циркуляции.

Из-за отсутствия у генераторов 4 и 5 системы отвода тепла, для поддержания допустимой температуры генераторов, персонал станции «держит» открытыми небольшие лючки на корпусе генераторов. В качестве охлаждающего воздуха используется воздух машинного зала, отвод тепла также осуществляется обратно в машинный зал, из-за чего температура в машинном зале увеличивается в летнее время, при работе на номинальную нагрузку с достижением критических значений свыше 40°C . Поэтому часто, для обеспечения нормальной температуры в машинном зале, открываются распашные ворота здания.

Согласно ПТЭ температура входящего воздуха должна быть не выше $+40^{\circ}\text{C}$, при разомкнутом цикле воздушного охлаждения, но не ниже 20°C , точка росы обычно 15°C . Увеличение температуры обмоток статора и ротора сверх допустимых значений на 10°C приводит к ухудшению качества свойств изоляции обмоток в 2 раза. Работа генератора на высоких температурах приводит к ограничению перегрузочной способности по току и напряжению.

- Для определения мероприятий и предложений по улучшению системы охлаждения генераторов 4 и 5 необходимо изучение температурного режима генератора при работах на полную мощность и в самое жаркое время года.



1.3 Строительство новой генерации на водозаборе

Согласно предварительных исследований предполагается строительство в перспективе новой гидростанции 2х1000кВт на водозаборе ГЭС.

1.3.1 Рекомендации по выбору оборудования и напряжения для выдачи мощности в энергосистему.

Так как на действующей ГЭС «Рача-Рицеула» генераторное напряжение составляет 6.3кВ, то на новой ГЭС предлагается к рассмотрению установку генераторов на такое же напряжение. Передачу выработанной электроэнергии от новой ГЭС на действующую предлагается по вновь сооружаемой одноцепной ВЛ-6.3кВ, длиной приблизительно 4 км, с подвеской провода 3хАС-95 на бетонные или деревянные опоры. Выдача электроэнергии в сеть новой станцией, мощностью около 2500кВА, предлагается посредством ЗРУ-6.3кВ, состоящим из сборных ячеек внутренней установки, собираемые в одну не секционированную СШ-6.3кВ, с вакуумными выключателями на вводах генераторов и на вводе ВЛ-6.3кВ.

В генераторных ячейках 6.3кВ предусмотрена установка ТН-6.3кВ генераторов. К шинам 6.3кВ также предусмотрено подключение ячеек с шинным трансформатором напряжения 6.3кВ, а также ячейки с трансформатором СН-100/6.3/04кВ. В качестве резерва питания для электропотребителей 0.4кВ водозабора предусматривается возможность подключения ДЭС в качестве резервного источника электропитания. Электроснабжение потребителей гидромехоборудования 0.4кВ водозабора ГЭС «Рача-Рицеула» предусмотрено осуществить от СН-100/6.3 новой ГЭС.

Защиту агрегатов и отходящей линии выполнить на микропроцессорных устройствах смонтированных в соответствующие ячейки 6.3кВ, а автоматику агрегатов, выполненных на PLC, и устройства синхронизации смонтировать на панелях, с установкой в операторской станции. В качестве оперативного тока станции предлагается постоянный ток. В связи с чем необходима установка выпрямителя и шкафа АКБ.

Для контроля процесса производства электроэнергии и работы станции в операторской предполагается установка системы-SCADA

Показания приборов и камер видеонаблюдения, для водозабора новой ГЭС можно осуществить при помощи небольшой солнечной станции, с установкой аккумуляторной батареи.

1.3.2 Ориентировочные стоимости оборудования и линии 6.3кВ для новой генерации на водозаборе

- Стоимость 1км ВЛ-6.3кВ (Протяженность ЛЭП 2.5км)
Опоры 100шт-28000\$;

Провод АС-95/16 4.8т-20000\$

- Приобретение и монтаж: ячеек ЗРУ-6.3кВ, панелей управления и автоматики, системы выпрямленного тока.

Стоимость ячейки 6.3кВ 4шт-25000\$;

- Шкаф выпрямителя АС380/DC220, распределения DC и аккумуляторная батарея

Выпрямитель АС380/100Ач 220В - 5000\$;

- шкаф защиты генераторов 2шт-15000\$
- Солнечная батарея 2000Вт, 12В 4шт-650\$;
- Аккумуляторы 2шт 200Ач, зарядник- инвертор 1шт - 2100\$, другие материалы и работа 900\$.

2. ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Гидрологическое обоснование водноэнергетических расчетов

Определение расчетных гидрологических характеристик при наличии данных гидрометрических наблюдений достаточной продолжительности осуществляют путем применения аналитических функций распределения ежегодных вероятностей превышения кривых обеспеченностей.

Для характеристики годового стока в створе водозабора в настоящем проекте использованы имеющиеся стоковые данные по гидрологическому посту р.Рицеула-с.Клдисубани (1933-1990г.г.). При выборе рек-аналогов необходимо учитывать следующие условия:

- однотипность стока реки-аналога и исследуемой реки;
- географическую близость расположения водосборов;
- однородность условий формирования стока, сходство климатических условий, однотипность почв (грунтов) и гидрогеологических условий, близкую степень озерности, залесенности, заболоченности и распаханности водосборов;
- средние высоты водосборов не должны существенно отличаться, для горных и полугорных районов следует учитывать экспозицию склона и гипсометрию;
- отсутствие факторов, существенно искажающих естественный речной сток (регулирование стока, сбросы воды, изъятие стока на орошение и другие нужды).

Все эти условия в рассматриваемом случае выполнены.

Оценка, анализ и отбор исходных данных с точки зрения их качественной однородности должны предшествовать всякому статистическому анализу. Особое внимание в этом отношении должно быть уделено случаям, когда наблюдается не соответствие аналитических и эмпирических кривых обеспеченностей, так как это несоответствие в отдельных примерах может быть связано с неоднородностью ряда стоковых величин.

Вообще говоря, причины, нарушающие однородность гидрологических рядов, могут быть самые разнообразные, начиная от искусственного регулирования стока, что, как правило, учитывается при гидрологических расчетах и, кончая факторами естественного характера, которые часто упускаются при статистическом исследовании гидрологических рядов. Источники разнородности стоковых рядов следует искать особо в каждом отдельном случае.

Применение критериев однородности Стьюдента и Фишера с учетом внутрирядной корреляции показали, что ряд р.Рицеула-с.Клдисубани однороден. Это же подтверждает построена разностная интегральная кривая (Рис.2.0).

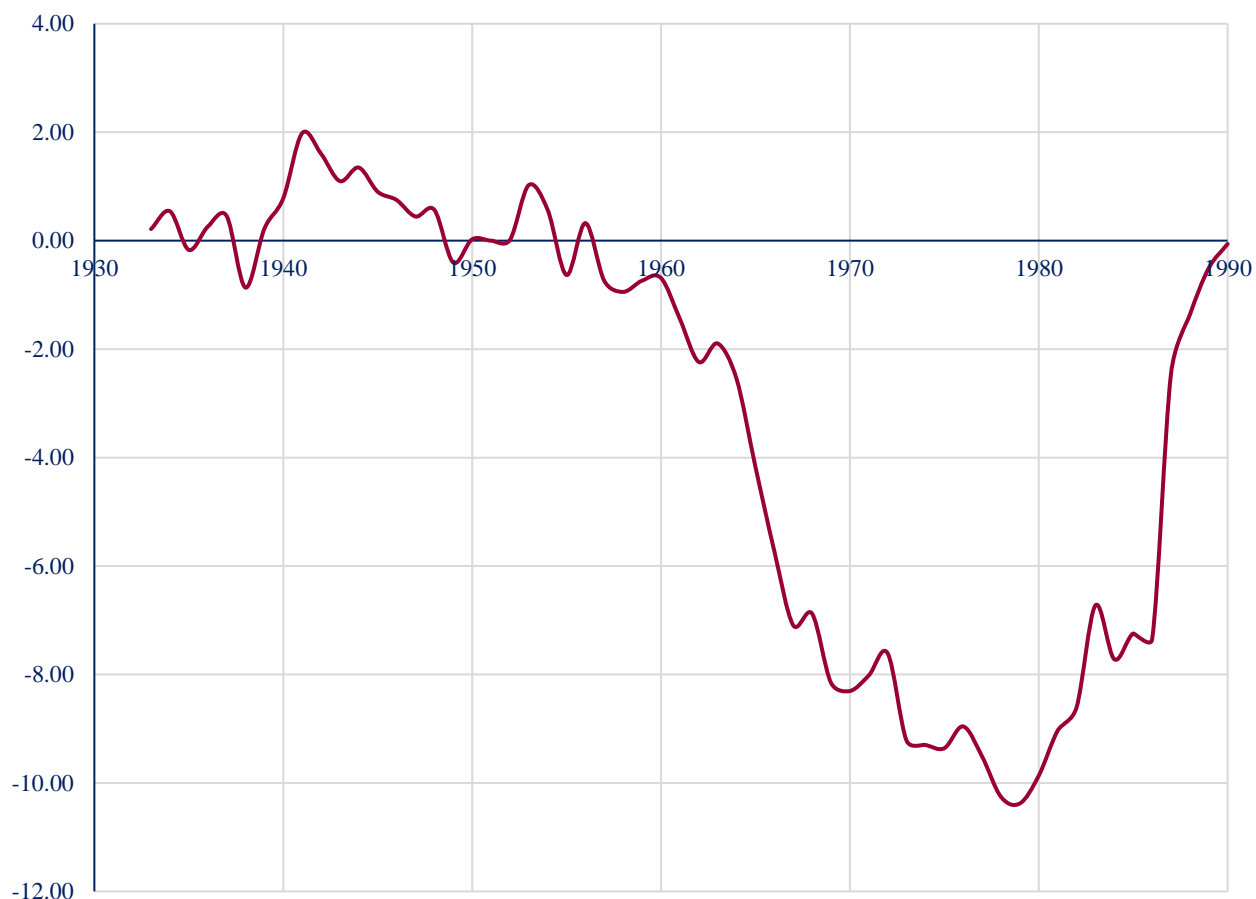


Рис. 2.0. Разностная интегральная кривая модульных коэффициентов годового стока р.Рицеула

С 1933г. по 1958г.- полные циклы водности; с 1959г. по 1979г. – маловодная фаза водности; с 1979г. по 1990г.- многоводная фаза водности.

Коэффициент $k_1=0.809$ принят в качестве переходного от опорного створа р.Рицеула-с.Клдисубани к расчетному створу водозабора Рицеула ГЭС, который равен соотношению площадей водосборов опорного и расчетного створов. Нормы стока в створе водозабора Рицеула ГЭС равна – $5.31 \text{ м}^3/\text{с}$.

Табл.2.0.1. Среднемесячные и годовые расходы воды р.Рицеула-с.Клдисубани,

F=157км², м³/с

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср.г.
1933	1.15	1.29	1.58	9.48	16.7	13.1	7.95	4.94	4.73	5.35	8.20	8.39	6.91
1934	3.96	3.15	8.84	9.93	13.7	12.0	7.11	6.98	5.12	7.17	4.32	2.90	7.10
1935	1.59	3.38	3.31	8.65	14.0	11.0	5.10	3.23	4.00	4.90	3.15	2.40	5.39
1936	0.99	1.66	2.61	12.8	13.8	12.3	9.16	6.06	7.56	12.5	4.55	3.15	7.26
1937	1.30	2.58	4.92	9.94	13.5	9.49	8.91	11.3	5.23	7.37	3.76	4.35	6.89
1938	2.69	1.27	2.26	14.2	8.78	9.55	3.39	2.78	1.42	1.57	2.48	2.30	4.39
1939	3.03	3.85	4.37	7.76	13.1	15.1	14.0	5.46	6.23	12.80	7.82	6.61	8.34
1940	3.58	5.83	5.21	18.6	14.5	11.1	6.35	1.81	2.12	8.08	5.89	6.67	7.48
1941	5.18	9.87	9.93	18.2	15.7	10.6	4.26	2.24	2.88	8.39	11.0	4.06	8.53
1942	2.12	2.94	3.92	12.4	17.4	8.21	6.20	2.12	2.01	4.41	5.51	4.03	5.94
1943	1.72	2.07	3.75	11.5	12.7	12.4	5.69	3.47	2.47	2.05	5.26	5.71	5.73
1944	3.81	6.48	11.4	9.11	19.6	9.43	9.36	3.28	3.02	3.15	3.57	1.45	6.97
1945	1.50	1.68	3.57	12.5	12.9	14.8	4.57	2.10	2.13	5.24	3.72	5.20	5.83
1946	4.04	3.80	6.92	15.4	15.4	8.33	4.04	3.48	2.13	7.44	3.40	1.35	6.31
1947	1.99	3.10	6.53	7.24	9.42	10.1	4.70	5.66	3.51	6.53	10.1	3.86	6.06
1948	6.39	5.93	4.96	15.1	15.3	8.26	2.97	2.93	4.35	8.14	3.81	2.95	6.76
1949	1.88	1.85	5.33	9.23	15.4	5.80	2.68	4.12	5.39	3.85	2.10	1.98	4.97
1950	1.83	2.68	10.4	17.7	11.3	7.69	9.03	5.04	2.54	9.99	6.32	2.63	7.26
1951	3.03	2.76	6.99	8.47	12.4	8.53	6.41	4.55	5.13	8.79	5.90	5.32	6.52
1952	3.64	5.57	6.41	15.3	16.8	14.2	5.71	2.29	1.82	1.77	2.67	2.76	6.58
1953	2.66	5.96	5.19	18.6	22.6	12.4	7.89	9.43	4.05	3.42	3.49	2.98	8.22
1954	3.56	3.12	8.59	12.1	12.8	9.94	6.18	4.79	2.44	3.67	1.55	0.98	5.81
1955	0.91	2.73	4.64	11.4	7.89	7.57	3.77	2.23	2.37	3.81	3.53	4.27	4.59
1956	7.69	4.17	5.05	14.8	14.9	14.8	6.29	2.48	5.32	4.83	9.45	7.75	8.13
1957	2.44	4.16	7.04	10.3	8.26	5.23	4.67	3.19	2.48	2.48	2.23	5.26	4.81
1958	5.24	5.60	9.81	13.6	13.6	8.91	4.64	3.81	3.30	2.42	1.63	2.25	6.23
1959	3.91	2.55	4.88	9.93	11.6	8.07	7.69	7.56	9.87	7.82	4.36	4.58	6.90
1960	4.75	7.11	5.15	14.5	16.3	11.0	6.54	2.94	3.65	3.21	2.11	2.45	6.64
1961	1.84	2.19	2.92	13.8	12.5	4.87	5.47	2.75	4.09	3.12	3.83	6.41	5.32
1962	2.77	2.38	6.67	5.85	9.94	6.39	3.85	3.09	3.19	5.89	5.59	7.51	5.26
1963	3.47	3.94	4.27	11.0	14.9	11.0	5.68	9.99	7.69	4.86	4.72	3.95	7.12
1964	2.17	2.53	4.71	7.57	12.8	8.47	5.37	4.20	6.29	5.25	3.26	3.21	5.49
1965	2.08	1.78	6.59	8.07	6.31	4.27	3.56	2.65	2.71	3.05	3.03	2.71	3.90
1966	2.89	2.64	2.68	7.43	9.73	5.26	5.89	3.05	3.34	1.85	1.49	1.85	4.01
1967	1.47	1.33	2.01	6.25	9.68	4.43	4.78	5.24	4.11	3.21	2.29	7.05	4.32
1968	4.88	3.94	6.79	20.5	14.6	8.53	5.28	4.78	2.86	4.20	3.08	3.53	6.91
1969	2.29	1.67	3.75	7.30	11.2	6.35	5.32	2.89	1.71	4.03	3.30	3.79	4.47
1970	2.30	6.21	6.4	13.3	10.8	6.41	4.48	5.23	4.14	5.60	5.59	5.26	6.31
1971	3.69	2.41	6.13	9.17	12.4	13.8	6.48	2.83	2.80	4.62	9.11	10.9	7.03
1972	7.30	5.52	3.32	10.9	16.5	13.5	7.55	4.58	7.18	4.49	4.06	1.86	7.23
1973	0.79	1.66	2.04	7.23	6.77	6.29	6.98	2.20	1.66	3.48	4.77	3.17	3.92
1974	1.87	1.97	6.14	8.46	23.2	11.9	5.86	5.23	5.41	1.87	3.22	2.08	6.43
1975	2.29	2.05	6.94	22.8	11.3	8.32	2.84	1.24	2.49	11.3	3.52	2.39	6.46
1976	1.67	1.92	4.69	18.3	21	13.6	7.42	3.02	3.24	6.31	2.77	2.71	7.22
1977	1.62	3.06	5.35	13.2	13.1	10.1	3.67	2.40	3.91	5.90	3.20	2.28	5.65
1978	1.49	3.16	5.09	9.17	11.6	10.8	5.10	3.20	4.00	4.90	3.15	2.40	5.34
1979	4.71	8.46	4.74	13.3	10.1	7.18	5.71	2.60	2.15	6.11	8.08	3.20	6.36
1980	3.05	2.86	3.74	14.1	18.4	9.30	3.00	4.09	4.93	10.8	10.0	4.51	7.40
1981	4.05	4.05	8.88	9.4	18.1	12.7	9.14	5.57	6.47	3.77	5.98	6.94	7.92
1982	4.47	3.58	5.11	18.1	24.9	14.2	5.63	4.86	1.73	1.58	1.50	1.45	7.26
1983	1.15	2.92	5.96	16.9	13.4	15.6	9.27	8.24	13.0	10.0	14.7	4.68	9.65
1984	1.87	1.76	3.36	12.8	10.3	8.75	4.62	6.08	4.37	1.81	1.80	1.65	4.93
1985	12.70	3.77	6.19	22.9	16.3	6.48	4.40	1.34	1.80	7.26	2.63	2.27	7.34
1986	3.45	5.30	8.43	12	19.3	7.46	4.86	1.76	2.22	5.26	3.70	2.82	6.38
1987	5.32	5.75	9.21	24.4	61.6	28.2	12.10	8.69	2.82	2.94	7.07	6.94	14.6
1988	2.87	1.69	4.24	7.91	12.1	15.1	12.80	12.1	8.82	8.75	7.98	5.88	8.35
1989	4.37	4.11	8.37	12.6	8.50	10.2	8.89	7.78	5.50	5.75	8.82	10.8	7.97
1990	9.14	12.3	14.3	12.0	9.01	7.91	3.00	3.92	4.13	3.90	4.81	3.00	7.29
Ср.мн.	3.29	3.69	5.73	12.5	14.5	10.1	6.11	4.41	4.07	5.40	4.81	4.07	6.56

Табл. 2.0.2. Среднемесячные и годовые расходы воды р.Рицеула

-расчетный створ, (F=127км²), м³/с

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср.г.
1933	0.93	1.04	1.28	7.67	13.51	10.60	6.43	4.00	3.83	4.33	6.63	6.79	5.59
1934	3.20	2.55	7.15	8.03	11.08	9.71	5.75	5.65	4.14	5.80	3.49	2.35	5.74
1935	1.29	2.73	2.68	7.00	11.32	8.90	4.13	2.61	3.24	3.96	2.55	1.94	4.36
1936	0.80	1.34	2.11	10.35	11.16	9.95	7.41	4.90	6.12	10.11	3.68	2.55	5.87
1937	1.05	2.09	3.98	8.04	10.92	7.68	7.21	9.14	4.23	5.96	3.04	3.52	5.57
1938	2.18	1.03	1.83	11.49	7.10	7.73	2.74	2.25	1.15	1.27	2.01	1.86	3.55
1939	2.45	3.11	3.53	6.28	10.60	12.21	11.32	4.42	5.04	10.35	6.33	5.35	6.75
1940	2.90	4.72	4.21	15.05	11.73	8.98	5.14	1.46	1.71	6.54	4.76	5.40	6.05
1941	4.19	7.98	8.03	14.72	12.70	8.57	3.45	1.81	2.33	6.79	8.90	3.28	6.90
1942	1.71	2.38	3.17	10.03	14.08	6.64	5.02	1.71	1.63	3.57	4.46	3.26	4.80
1943	1.39	1.67	3.03	9.30	10.27	10.03	4.60	2.81	2.00	1.66	4.25	4.62	4.64
1944	3.08	5.24	9.22	7.37	15.85	7.63	7.57	2.65	2.44	2.55	2.89	1.17	5.64
1945	1.21	1.36	2.89	10.11	10.44	11.97	3.70	1.70	1.72	4.24	3.01	4.21	4.71
1946	3.27	3.07	5.60	12.46	12.46	6.74	3.27	2.82	1.72	6.02	2.75	1.09	5.10
1947	1.61	2.51	5.28	5.86	7.62	8.17	3.80	4.58	2.84	5.28	8.17	3.12	4.90
1948	5.17	4.80	4.01	12.21	12.38	6.68	2.40	2.37	3.52	6.58	3.08	2.39	5.47
1949	1.52	1.50	4.31	7.47	12.46	4.69	2.17	3.33	4.36	3.11	1.70	1.60	4.02
1950	1.48	2.17	8.41	14.32	9.14	6.22	7.30	4.08	2.05	8.08	5.11	2.13	5.87
1951	2.45	2.23	5.65	6.85	10.03	6.90	5.19	3.68	4.15	7.11	4.77	4.30	5.28
1952	2.94	4.51	5.19	12.38	13.59	11.49	4.62	1.85	1.47	1.43	2.16	2.23	5.32
1953	2.15	4.82	4.20	15.05	18.28	10.03	6.38	7.63	3.28	2.77	2.82	2.41	6.65
1954	2.88	2.52	6.95	9.79	10.35	8.04	5.00	3.87	1.97	2.97	1.25	0.79	4.70
1955	0.74	2.21	3.75	9.22	6.38	6.12	3.05	1.80	1.92	3.08	2.86	3.45	3.72
1956	6.22	3.37	4.09	11.97	12.05	11.97	5.09	2.01	4.30	3.91	7.64	6.27	6.57
1957	1.97	3.37	5.69	8.33	6.68	4.23	3.78	2.58	2.01	2.01	1.80	4.25	3.89
1958	4.24	4.53	7.94	11.00	11.00	7.21	3.75	3.08	2.67	1.96	1.32	1.82	5.04
1959	3.16	2.06	3.95	8.03	9.38	6.53	6.22	6.12	7.98	6.33	3.53	3.70	5.58
1960	3.84	5.75	4.17	11.73	13.19	8.90	5.29	2.38	2.95	2.60	1.71	1.98	5.37
1961	1.49	1.77	2.36	11.16	10.11	3.94	4.42	2.22	3.31	2.52	3.10	5.19	4.30
1962	2.24	1.93	5.40	4.73	8.04	5.17	3.11	2.50	2.58	4.76	4.52	6.07	4.25
1963	2.81	3.19	3.45	8.90	12.05	8.90	4.59	8.08	6.22	3.93	3.82	3.20	5.76
1964	1.76	2.05	3.81	6.12	10.35	6.85	4.34	3.40	5.09	4.25	2.64	2.60	4.44
1965	1.68	1.44	5.33	6.53	5.10	3.45	2.88	2.14	2.19	2.47	2.45	2.19	3.16
1966	2.34	2.14	2.17	6.01	7.87	4.25	4.76	2.47	2.70	1.50	1.21	1.50	3.24
1967	1.19	1.08	1.63	5.06	7.83	3.58	3.87	4.24	3.32	2.60	1.85	5.70	3.50
1968	3.95	3.19	5.49	16.58	11.81	6.90	4.27	3.87	2.31	3.40	2.49	2.86	5.59
1969	1.85	1.35	3.03	5.91	9.06	5.14	4.30	2.34	1.38	3.26	2.67	3.07	3.61
1970	1.86	5.02	5.18	10.76	8.74	5.19	3.62	4.23	3.35	4.53	4.52	4.25	5.10
1971	2.98	1.95	4.96	7.42	10.03	11.16	5.24	2.29	2.26	3.74	7.37	8.82	5.69
1972	5.91	4.47	2.69	8.82	13.35	10.92	6.11	3.70	5.81	3.63	3.28	1.50	5.85
1973	0.64	1.34	1.65	5.85	5.48	5.09	5.65	1.78	1.34	2.82	3.86	2.56	3.17
1974	1.51	1.59	4.97	6.84	18.77	9.63	4.74	4.23	4.38	1.51	2.60	1.68	5.20
1975	1.85	1.66	5.61	18.44	9.14	6.73	2.30	1.00	2.01	9.14	2.85	1.93	5.22
1976	1.35	1.55	3.79	14.80	16.99	11.00	6.00	2.44	2.62	5.10	2.24	2.19	5.84
1977	1.31	2.48	4.33	10.68	10.60	8.17	2.97	1.94	3.16	4.77	2.59	1.84	4.57
1978	1.21	2.56	4.12	7.42	9.38	8.74	4.13	2.59	3.24	3.96	2.55	1.94	4.32
1979	3.81	6.84	3.83	10.76	8.17	5.81	4.62	2.10	1.74	4.94	6.54	2.59	5.15
1980	2.47	2.31	3.03	11.41	14.88	7.52	2.43	3.31	3.99	8.74	8.09	3.65	5.98
1981	3.28	3.28	7.18	7.60	14.64	10.27	7.39	4.51	5.23	3.05	4.84	5.61	6.41
1982	3.62	2.90	4.13	14.64	20.14	11.49	4.55	3.93	1.40	1.28	1.21	1.17	5.87
1983	0.93	2.36	4.82	13.67	10.84	12.62	7.50	6.67	10.52	8.09	11.89	3.79	7.81
1984	1.51	1.42	2.72	10.35	8.33	7.08	3.74	4.92	3.53	1.46	1.46	1.33	3.99
1985	10.27	3.05	5.01	18.52	13.19	5.24	3.56	1.08	1.46	5.87	2.13	1.84	5.93
1986	2.79	4.29	6.82	9.71	15.61	6.03	3.93	1.42	1.80	4.25	2.99	2.28	5.16
1987	4.30	4.65	7.45	19.74	49.83	22.81	9.79	7.03	2.28	2.38	5.72	5.61	11.80
1988	2.32	1.37	3.43	6.40	9.79	12.21	10.35	9.79	7.13	7.08	6.46	4.76	6.76
1989	3.53	3.32	6.77	10.19	6.88	8.25	7.19	6.29	4.45	4.65	7.13	8.74	6.45
1990	7.39	9.95	11.57	9.71	7.29	6.40	2.43	3.17	3.34	3.15	3.89	2.43	5.89
Ср.мн.	2.66	2.99	4.64	10.12	11.72	8.19	4.94	3.57	3.29	4.37	3.89	3.29	5.31

Водно-энергетические расчеты

Экологический расход принят в размере 10% от среднемноголетнего и изначально вычтен из значений таблицы 2.0.1.

Расчет произведен для обеих веток ГЭС на основании данных собранных в процессе исследования фактического состояния станции.

Нормальный подпорный уровень головного узла на основании топографии принят 945.0м, что соответствует отметке гребня водосливной плотины. Уровень воды в нижнем бьефе обоих зданий 655.0м.

Падение уровня воды, обеспечивающее работу ГЭС на рассматриваемом участке для напорной ветки Рача (2 турбины Фрэнсис) - 287м, а для напорной ветки Рицеула (3 турбины Пельтон) - 284м. Оба параметра подлежат проверке и уточнению путем точных геодезических измерений.

Водно-энергетические расчеты произведены на основании ряда среднемесячных расходов для характерных по водности годов – многоводного (10% обеспеченности), среднего (50% обеспеченности), маловодного (75% обеспеченности) и очень маловодного (90% обеспеченности), а также для среднемноголетнего года определенных на основании инженерно гидрологических изысканий.

С учетом того, что деривация состоит из двух разнородных веток, для возможности проведения расчетов энергетических показателей обеих веток деривации, приоритетное водопользование, как наибольшему производителю электроэнергии, отдано ветке Рача, то есть сперва (после вычитания экологического расхода в размере 10% от среднемноголетнего расхода) производится расчет по ветке Рача, без учета ветки Рицеула, а затем для расчета по ветке Рицеула, из натурального ряда вычитается сток используемый для генерации на ветке Рача (то есть используется остаточный сток).

Трубопровод напорной части деривации ГЭС по ветке Рача состоит из 3 участков: GRP D1800 L=150м, GRP D1600 L=350м, Ст. D1400 L=400м.

Трубопровод напорной части деривации ГЭС по ветке Рицеула состоит из 2 участков: Ст. D1000 L=400м, Ст. D900 L=480м.

Рассмотрены расчетные случаи для обеих веток деривации:

- расчет исходного “проектного” существующего состояния ($KPD_{тур} - 0.85/0.86$),
- расчет при замене агрегатов ветки Рача на один агрегат Пельтон, без переподключения агрегатов ветки Рицеула ($KPD_{тур} - 0.90/0.86$),
- расчет для предполагаемого переподключения одной из турбин Пельтон ($1.75 м^3/сек$) в блоке ветки Рицеула, к трубопроводу ветки Рача без замены агрегатов ($KPD_{тур} - 0.85/0.86$),
- расчет при увеличении расчетного расхода ветки Рача до $6.5 м^3/сек$ без переподключения ($KPD_{тур} - 0.90/0.86$).

2.1. Расчет “проектного” существующего состояния ГЭС.

ветка Рача

Потери напора в трубопроводе при расчетном расходе $4.74 \text{ м}^3/\text{сек}$ с учетом потерь по длине и местных потерь составляют $1.2 \cdot (0.214 + 1.2 + 2.761) = 5.0 \text{ м}$.

Потери напора на трение по длине по Идельчику стр.52 и Киселеву стр.31-33
по абсолютной шероховатости по формуле А.Д.Альтшуля

Участок №1	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	4.74		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.8		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	150		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_a	0.00050		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	2.54		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	5.65		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.45		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.80		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	1.86		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	2559438.3	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_a / D_r$	0.00028	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0119
Коэффициент шероховатости	$n = k_a^{0.2} / 19.6$	0.0112	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	73.50
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_a / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0145	$\lambda = 8g / C^2$	0.0145
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	0.214	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	0.214

Участок №2	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	4.74		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.6		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	350		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_a	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	2.01		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	5.03		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.40		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.60		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	2.36		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	2879368.1	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_a / D_r$	0.00094	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0135
Коэффициент шероховатости	$n = k_a^{0.2} / 19.6$	0.0139	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	63.66
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_a / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0194	$\lambda = 8g / C^2$	0.0194
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	1.200	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	1.200

Участок №3	Формулы	Данные		
Расход, м³/сек	Q	4.74		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.4		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	400		
Температура воды, °C	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k _э	0.00150		
Кинематическая вязкость, м²/сек	v	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м²	A=πd²/4	1.54		
Смоченный периметр, м	p=πd	4.40		
Гидравлический радиус, м	R=A/p	0.35		
Гидравлический диаметр, м	D _r =4*R	1.40		
Скорость потока, м/сек	v=Q/A	3.08		
Число Рейнольдса	Re=vD _r /v	3290706.3	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	Δ*=k _э /D _r	0.00107	n=(λR ^{1/3} /(8g)) ^{1/2}	0.0134
Коэффициент шероховатости	n=k _э ^{0.2} /19.6	0.0139	by Manning C=(R ^{1/6})/n	62.65
Коэффициент сопротивления	λ=0.11(k _э /D _r +68/Re) ^{0.25}	0.0200	λ=8g/C²	0.0200
Потери напора, м	h _L =λLv²/(2D _r g)	2.761	h _L =λLv²/(2D _r g)	2.761

Сводная таблица основных результатов приведена ниже.

Таблица 2.1

<u>Характерные годы</u>		Расчетная мощность	Годовая выработка	Используемый сток
		кВт	тыс.кВтч	млн.м³
многоводный год (P=10%)	1953	10 588	72 498	116.4
средний год (P=50%)	1952	10 588	61 577	98.8
маловодный год (P=75%)	1935	10 588	58 799	94.2
очень маловодный год (P=90%)	1969	10 588	54 186	86.8
Среднемноголетний параметр		10 588	67 160	107.8

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для многоводного года (10% обеспеченности).

Таблица 2.2

многоводный год Р, %10 (У.1953)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	1.79	4.74	4.05	4.74	4.74	4.74	4.74	4.74	3.03	2.47	2.53	2.08	3.70
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	11.30	14.87	5.75	1.72	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	3.06
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.7	5.0	3.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	2.1	1.4	1.4	1.0	5.0
Расчетные напоры ГЭС, м	286.3	282.0	283.3	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	284.9	285.6	285.6	286.0	282.0
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	4 062	10 588	9 094	10 588	10 588	10 588	10 588	10 588	6 847	5 589	5 729	4 706	10 588
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	3 022	7 115	6 766	7 624	7 878	7 624	7 878	7 878	4 929	4 158	4 125	3 501	72 498
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	4.80	11.47	10.85	12.29	12.70	12.29	12.70	12.70	7.86	6.62	6.56	5.56	116.4
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	29.28	39.83	14.92	4.62	8.31	0.00	0.00	0.00	0.00	96.9

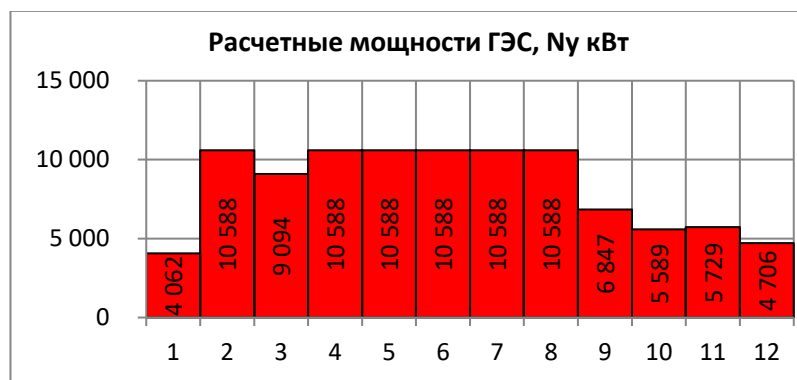


Рис. 2.1

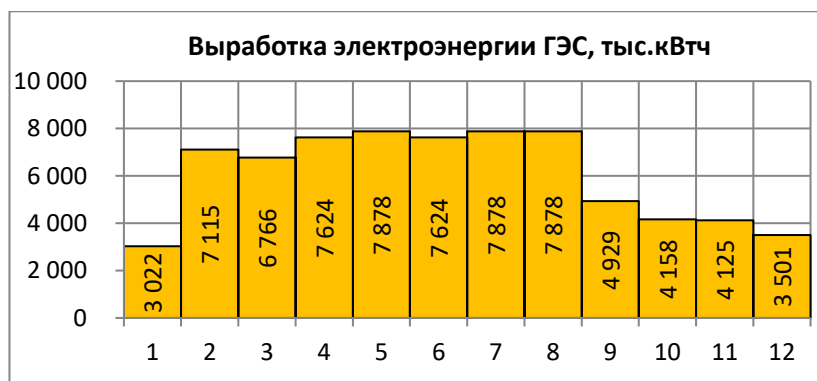


Рис. 2.2

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднего года (50% обеспеченности).

Таблица 2.3

средний год Р, %50 (У.1952)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	2.67	4.39	4.74	4.74	4.74	4.74	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	3.14
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.40	8.35	9.69	7.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.15
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.6	4.3	5.0	5.0	5.0	5.0	4.5	0.5	0.2	0.2	0.7	0.8	5.0
Расчетные напоры ГЭС, м	285.4	282.7	282.0	282.0	282.0	282.0	282.5	286.5	286.8	286.8	286.3	286.2	282.0
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	6 029	9 834	10 588	10 588	10 588	10 588	10 106	3 315	2 363	2 262	4 082	4 263	10 588
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	4 486	6 609	7 878	7 624	7 878	7 624	7 519	2 466	1 702	1 683	2 939	3 172	61 577
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	7.14	10.62	12.70	12.29	12.70	12.29	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	98.8
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	1.08	21.63	25.95	19.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	67.7

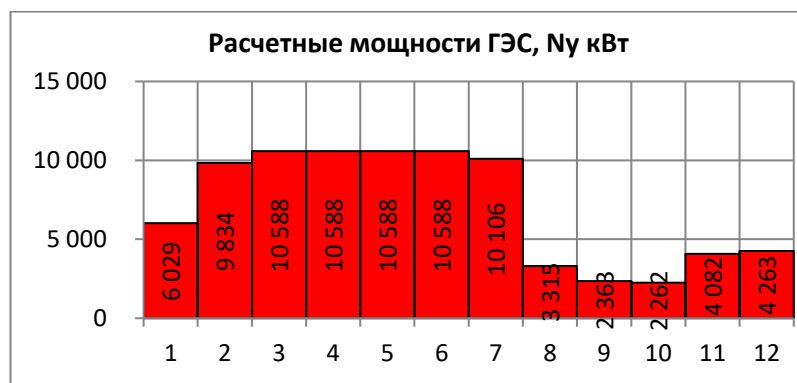


Рис. 2.3

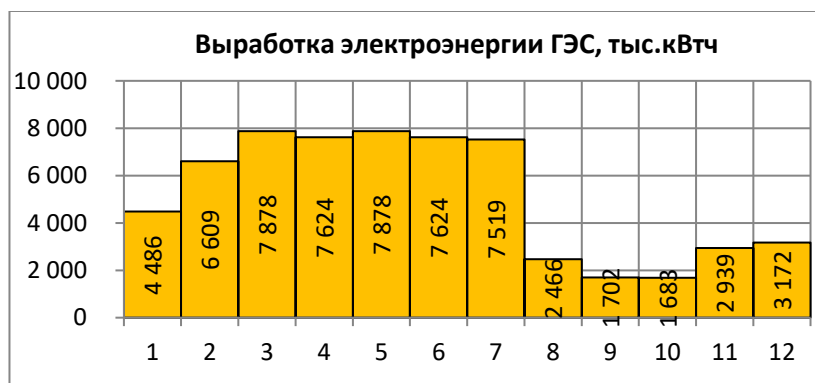


Рис. 2.4

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для маловодного года (75% обеспеченности).

Таблица 2.4

маловодный год Р, %75 (У.1935)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	2.43	2.37	4.74	4.74	4.74	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	2.99
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.83	0.00	0.00	2.40	7.18	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.24
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	1.3	1.3	5.0	5.0	5.0	3.5	1.2	2.0	3.2	1.1	0.5	5.0
Расчетные напоры ГЭС, м	287.0	285.7	285.7	282.0	282.0	282.0	283.5	285.8	285.0	283.8	285.9	286.5	282.0
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	5 509	5 369	10 588	10 588	10 588	8 918	5 208	6 747	8 526	5 048	3 537	10 588
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	3 702	3 994	7 624	7 878	7 624	6 635	3 875	4 858	6 344	3 634	2 631	58 799
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	5.89	6.35	12.29	12.70	12.29	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	94.2
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	2.24	0.00	0.00	6.23	19.24	11.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.4

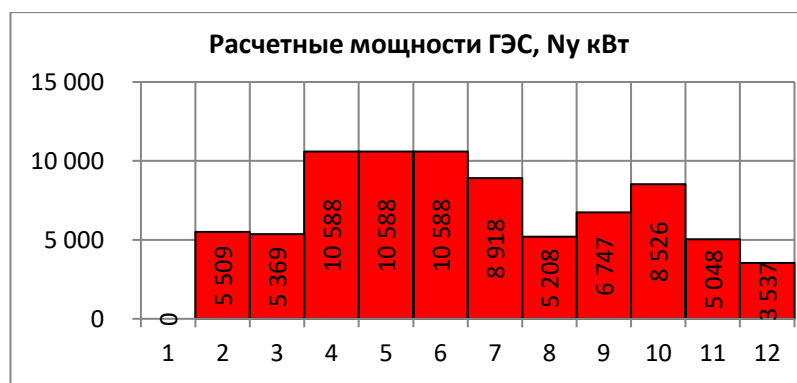


Рис. 2.5

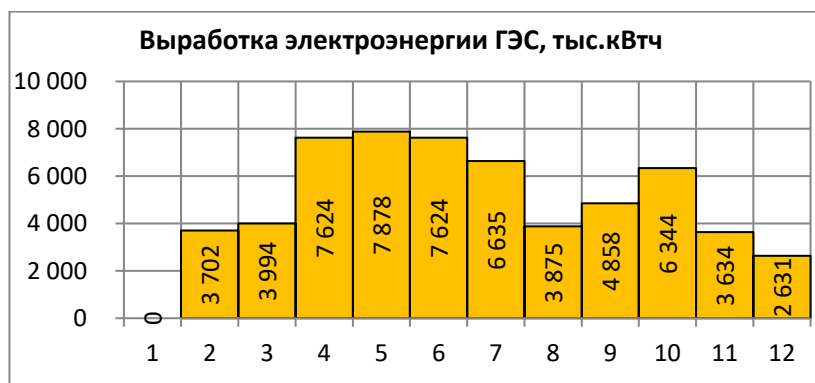


Рис. 2.6

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для очень маловодного года (90% обеспеченности).

Таблица 2.5

оч. маловодный год Р, %90 (У.1969)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	1.46	0.00	2.77	4.74	4.74	4.74	4.17	2.00	0.00	3.02	2.36	2.80	2.73
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.91	0.00	1.20	4.68	0.35	0.00	0.00	0.94	0.00	0.00	0.00	0.67
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.5	0.0	1.7	5.0	5.0	5.0	3.9	0.9	0.0	2.0	1.2	1.7	5.0
Расчетные напоры ГЭС, м	286.5	287.0	285.3	282.0	282.0	282.0	283.1	286.1	287.0	285.0	285.8	285.3	282.0
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	3 315	0	6 249	10 588	10 588	10 588	9 348	4 525	0	6 807	5 349	6 329	10 588
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	2 466	0	4 649	7 624	7 878	7 624	6 955	3 367	0	5 064	3 851	4 709	54 186
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	3.91	0.00	7.41	12.29	12.70	12.29	11.16	5.35	0.00	8.08	6.12	7.50	86.8
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	2.19	0.00	3.10	12.54	0.90	0.00	0.00	2.44	0.00	0.00	0.00	21.18

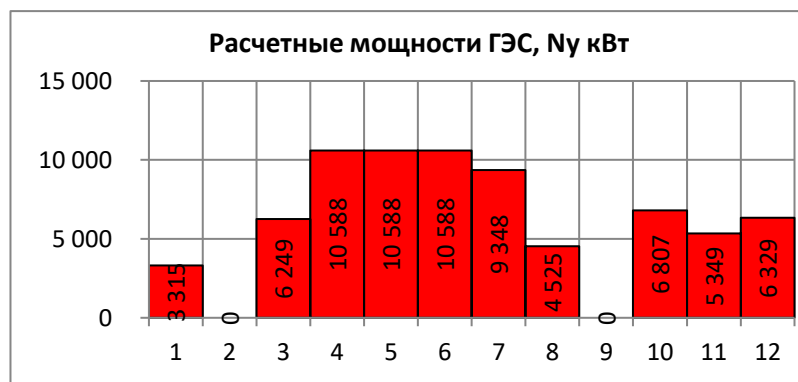


Рис. 2.7

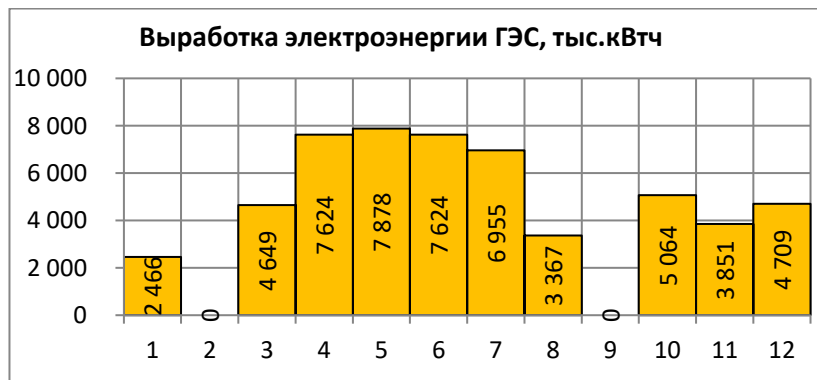


Рис. 2.8

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднегогодового года.

Таблица 2.6

Среднегогодовой параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы реки за вычетом экологических, м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Свободные расходы в створе головного узла, м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы проходящие через ГЭС, м ³ /с	2.02	2.38	3.74	4.74	4.74	4.65	4.00	2.90	2.71	3.40	3.02	2.68	3.41
Расходы в реке (включая экологические), м ³ /с	0.33	0.33	0.80	5.85	7.63	3.81	0.87	0.46	0.34	0.83	0.69	0.37	1.86
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.4	1.8	3.4	5.0	5.0	4.8	3.8	2.3	2.1	3.0	2.5	2.1	5.0
Расчетные напоры ГЭС, м	285.6	285.2	283.6	282.0	282.0	282.2	283.2	284.7	284.9	284.0	284.5	284.9	282.0
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	4 563	5 352	8 387	10 585	10 588	10 390	8 963	6 512	6 093	7 634	6 791	6 021	10 588
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	3 395	3 597	6 240	7 621	7 878	7 481	6 668	4 845	4 387	5 680	4 890	4 480	67 160
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м ³	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м ³	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток проходящий через ГЭС, млн.м ³	5.42	5.75	10.02	12.28	12.70	12.05	10.71	7.75	7.02	9.11	7.83	7.17	107.8
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м ³	0.87	0.81	2.14	15.17	20.43	9.88	2.34	1.23	0.89	2.23	1.79	0.99	58.8

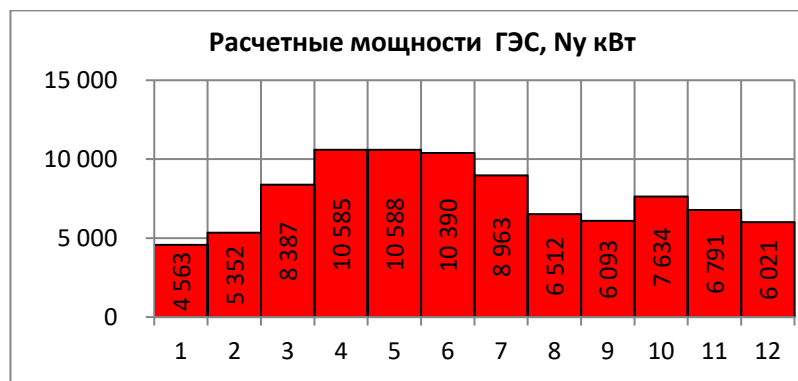


Рис. 2.9

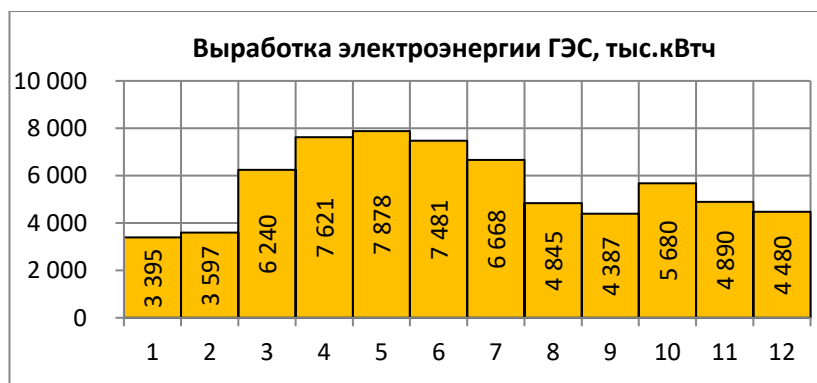


Рис. 2.10

ветка Рицеула

Потери напора в трубопроводе при расчетном расходе $2.78 \text{ м}^3/\text{сек}$ с учетом потерь по длине и местных потерь составляют $1.2 \cdot (11.576 + 5.553) = 20.55 \text{ м}$.

Потери напора на трение по длине по Идельчику стр.52 и Киселеву стр.31-33

по абсолютной шероховатости по формуле А.Д.Альтшуля

Участок №1	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	2.78		
Диаметр или высота трубы, м	d	0.9		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	480		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_{Σ}	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	0.64		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	2.83		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.23		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	0.90		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	4.37		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	3002210.3	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_{\Sigma} / D_r$	0.00167	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0131
Коэффициент шероховатости	$n = k_{\Sigma}^{0.2} / 19.6$	0.0139	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	59.32
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_{\Sigma} / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0223	$\lambda = 8g / C^2$	0.0223
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	11.576	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	11.576

Участок №2	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	2.78		
Диаметр или высота трубы, м	d	1		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	400		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_{Σ}	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	0.79		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	3.14		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.25		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.00		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	3.54		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	2701989.3	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_{\Sigma} / D_r$	0.00150	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0132
Коэффициент шероховатости	$n = k_{\Sigma}^{0.2} / 19.6$	0.0139	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	60.09
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_{\Sigma} / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0217	$\lambda = 8g / C^2$	0.0217
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	5.553	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	5.553

Сводная таблица основных результатов приведена ниже.

Таблица 2.7

<u>Характерные годы</u>		Расчетная мощность	Годовая выработка	Используемый сток
		кВт	тыс.кВтч	млн.м ³
многоводный год (P=10%)	1953	5 870	20 026	33.9
средний год (P=50%)	1952	5 870	13 500	22.9
маловодный год (P=75%)	1935	5 870	13 724	23.1
очень маловодный год (P=90%)	1969	5 870	9 780	16.1
Среднемноголетний параметр		5 623	17 465	29.4

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для многоводного года (10% обеспеченности).

Таблица 2.8

многоводный год Р, %10 (У.1953)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.00	11.30	14.87	5.75	1.72	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	3.06
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.00	2.78	2.78	2.78	1.72	2.78	0.00	0.00	0.00	0.00	1.07
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	8.52	12.09	2.97	0.00	0.32	0.00	0.00	0.00	0.00	1.99
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.0	20.6	20.6	20.6	7.9	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	284.0	263.4	263.4	263.4	276.1	263.4	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	0	5 870	5 870	5 870	3 816	5 870	0	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	0	4 226	4 367	4 226	2 839	4 367	0	0	0	0	20 026
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	0.00	29.28	39.83	14.92	4.62	8.31	0.00	0.00	0.00	0.00	96.9
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	0.00	7.21	7.45	7.21	4.62	7.45	0.00	0.00	0.00	0.00	33.9
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	22.07	32.38	7.71	0.00	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	63.0

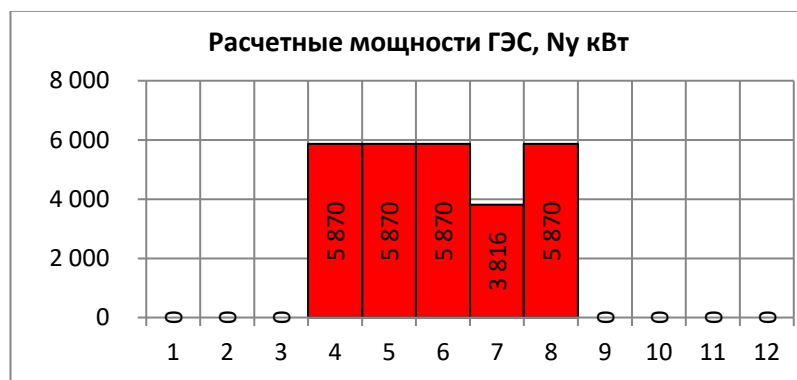


Рис. 2.11

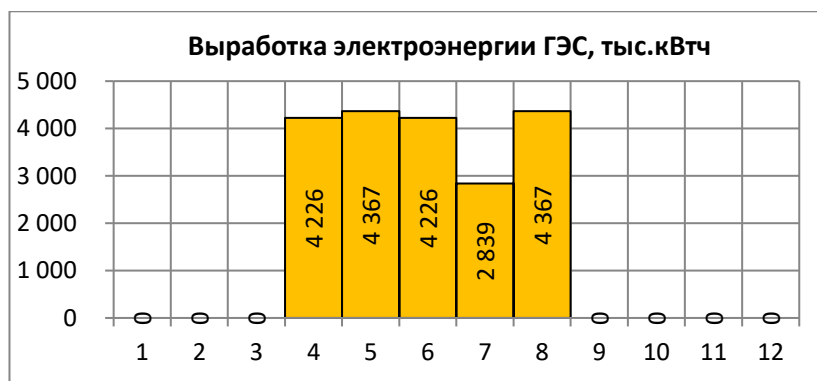


Рис. 2.12

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднего года (50% обеспеченности).

Таблица 2.9

средний год Р, %50 (У.1952)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.40	8.35	9.69	7.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.15
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.40	2.78	2.78	2.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	5.57	6.91	4.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.42
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.4	20.6	20.6	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	283.6	263.4	263.4	263.4	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	914	5 870	5 870	5 870	0	0	0	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	680	4 226	4 367	4 226	0	0	0	0	0	0	13 500
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	1.08	21.63	25.95	19.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	67.7
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	1.08	7.21	7.45	7.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.9
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	14.43	18.50	11.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	44.8

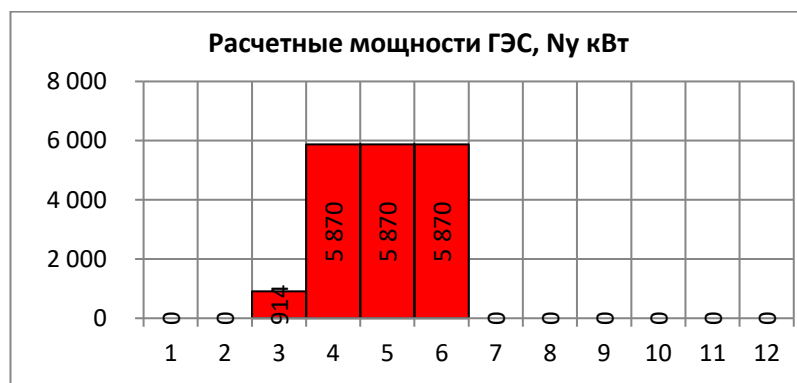


Рис. 2.13

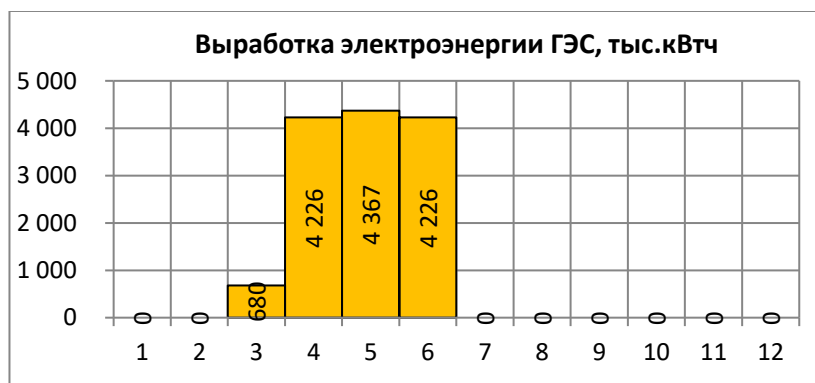


Рис. 2.14

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для маловодного года (75% обеспеченности).

Таблица 2.10

маловодный год Р, %75 (У.1935)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.83	0.00	0.00	2.40	7.18	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.24
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.83	0.00	0.00	2.40	2.78	2.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	4.40	1.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.51
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.9	0.0	0.0	15.4	20.6	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	282.1	284.0	284.0	268.6	263.4	263.4	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	1 888	0	0	5 176	5 870	5 870	0	0	0	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	1 405	0	0	3 726	4 367	4 226	0	0	0	0	0	0	13 724
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	2.24	0.00	0.00	6.23	19.24	11.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.4
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	2.24	0.00	0.00	6.23	7.45	7.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.1
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	11.80	4.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.3

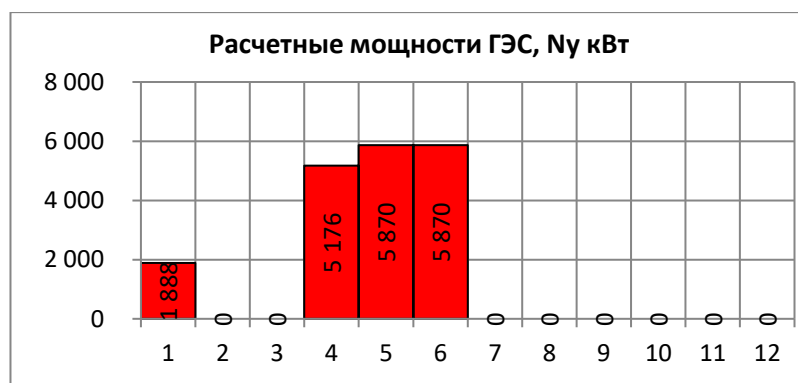


Рис. 2.15



Рис. 2.16

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для очень маловодного года (90% обеспеченности).

Таблица 2.11

оч. маловодный год Р, %90 (У.1969)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.91	0.00	1.20	4.68	0.35	0.00	0.00	0.94	0.00	0.00	0.00	0.67
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.91	0.00	1.20	2.78	0.35	0.00	0.00	0.94	0.00	0.00	0.00	0.51
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	2.2	0.0	3.8	20.6	0.3	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	281.8	284.0	280.2	263.4	283.7	284.0	284.0	281.6	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	2 047	0	2 689	5 870	792	0	0	2 126	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	1 376	0	1 936	4 367	570	0	0	1 531	0	0	0	9 780
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	2.19	0.00	3.10	12.54	0.90	0.00	0.00	2.44	0.00	0.00	0.00	21.2
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	2.19	0.00	3.10	7.45	0.90	0.00	0.00	2.44	0.00	0.00	0.00	16.1
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	5.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.10

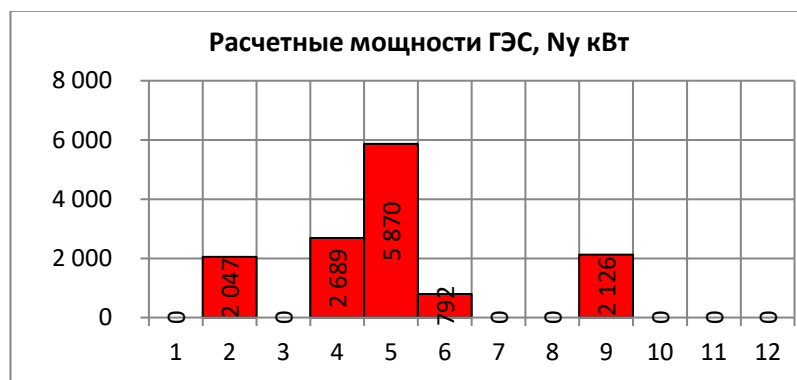


Рис. 2.17

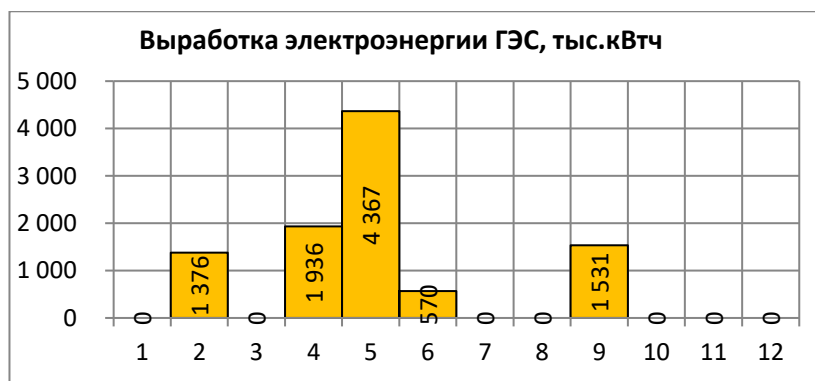


Рис. 2.18

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднегогодового года.

Таблица 2.12

Среднегогодовой параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы реки за вычетом экологических, м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Свободные расходы в створе головного узла, м ³ /с	0.33	0.33	0.80	5.85	7.63	3.81	0.87	0.46	0.34	0.83	0.69	0.37	1.86
Расходы проходящие через ГЭС, м ³ /с	0.27	0.27	0.63	2.48	2.66	2.07	0.68	0.36	0.27	0.63	0.54	0.32	0.93
Расходы в реке (включая экологические), м ³ /с	0.06	0.06	0.16	3.38	4.97	1.74	0.19	0.10	0.07	0.20	0.15	0.05	0.93
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.1	1.2	3.7	17.5	19.3	14.1	4.2	2.2	1.4	3.7	3.2	1.4	19.3
Расчетные напоры ГЭС, м	282.9	282.8	280.3	266.5	264.7	269.9	279.8	281.8	282.6	280.3	280.8	282.6	264.7
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	589	597	1 369	5 261	5 623	4 416	1 470	769	590	1 366	1 156	694	5 623
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	438	401	1 019	3 788	4 183	3 179	1 094	572	425	1 017	832	516	17 465
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м ³	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м ³	0.87	0.81	2.14	15.17	20.43	9.88	2.34	1.23	0.89	2.23	1.79	0.99	58.8
Сток проходящий через ГЭС, млн.м ³	0.72	0.66	1.70	6.42	7.12	5.37	1.83	0.96	0.70	1.69	1.39	0.84	29.4
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м ³	0.16	0.15	0.44	8.75	13.31	4.51	0.51	0.28	0.19	0.54	0.40	0.15	29.4

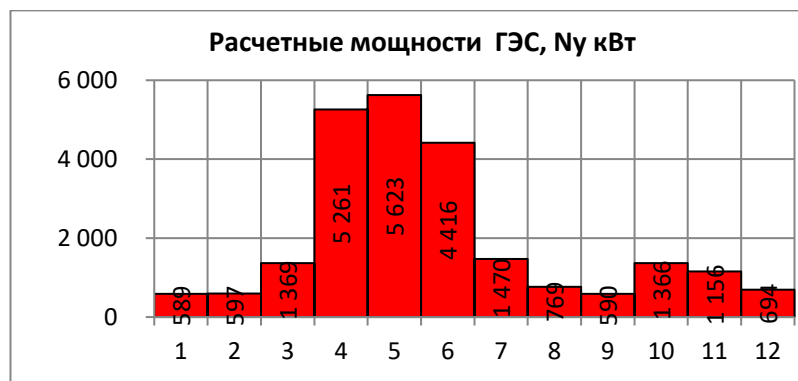


Рис. 2.19

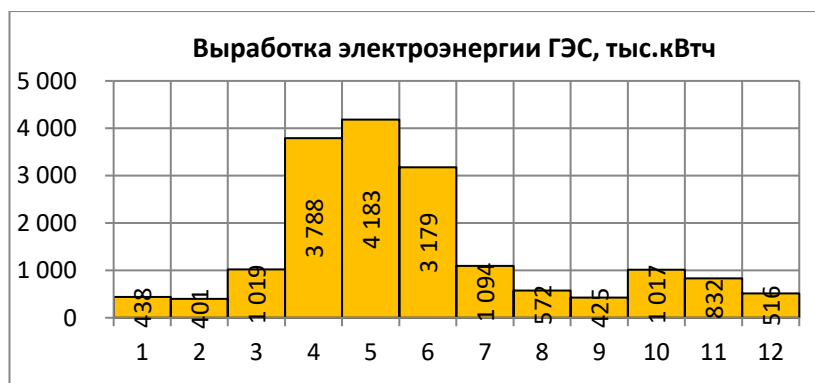


Рис. 2.20

2.2. Замена агрегатов ветки Рача на один агрегат Пельтон

ветка Рача

Потери напора в трубопроводе при расчетном расходе $4.74 \text{ м}^3/\text{сек}$ с учетом потерь по длине и местных потерь составляют $1.2 \cdot (0.214 + 1.2 + 2.761) = 5.0 \text{ м}$.

Потери напора на трение по длине по Идельчику стр.52 и Киселеву стр.31-33
по абсолютной шероховатости по формуле А.Д.Альтшуля

Участок №1	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	4.74		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.8		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	150		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_{Δ}	0.00050		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	2.54		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	5.65		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.45		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.80		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	1.86		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	2559438.3	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_{\Delta} / D_r$	0.00028	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0119
Коэффициент шероховатости	$n = k_{\Delta}^{0.2} / 19.6$	0.0112	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	73.50
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_{\Delta} / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0145	$\lambda = 8g / C^2$	0.0145
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	0.214	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	0.214

Участок №2	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	4.74		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.6		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	350		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_{Δ}	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	2.01		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	5.03		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.40		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.60		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	2.36		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	2879368.1	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_{\Delta} / D_r$	0.00094	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0135
Коэффициент шероховатости	$n = k_{\Delta}^{0.2} / 19.6$	0.0139	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	63.66
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_{\Delta} / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0194	$\lambda = 8g / C^2$	0.0194
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	1.200	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	1.200

Участок №3	Формулы	Данные		
Расход, м³/сек	Q	4.74		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.4		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	400		
Температура воды, °C	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k _э	0.00150		
Кинематическая вязкость, м²/сек	v	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м²	A=πd²/4	1.54		
Смоченный периметр, м	p=πd	4.40		
Гидравлический радиус, м	R=A/p	0.35		
Гидравлический диаметр, м	D _r =4*R	1.40		
Скорость потока, м/сек	v=Q/A	3.08		
Число Рейнольдса	Re=vD _r /v	3290706.3	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	Δ*=k _э /D _r	0.00107	n=(λR ^{1/3} /(8g)) ^{1/2}	0.0134
Коэффициент шероховатости	n=k _э ^{0.2} /19.6	0.0139	by Manning C=(R ^{1/6})/n	62.65
Коэффициент сопротивления	λ=0.11(k _э /D _r +68/Re) ^{0.25}	0.0200	λ=8g/C²	0.0200
Потери напора, м	h _L =λLv²/(2D _r g)	2.761	h _L =λLv²/(2D _r g)	2.761

Сводная таблица основных результатов приведена ниже.

Таблица 2.1

<u>Характерные годы</u>		Расчетная мощность	Годовая выработка	Используемый сток
		кВт	тыс.кВтч	млн.м³
многоводный год (P=10%)	1953	11 211	76 762	116.4
средний год (P=50%)	1952	11 211	65 199	98.8
маловодный год (P=75%)	1935	11 211	62 258	94.2
очень маловодный год (P=90%)	1969	11 211	57 373	86.8
Среднемноголетний параметр		11 211	71 111	107.8

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для многоводного года (10% обеспеченности).

Таблица 2.2

многоводный год Р, %10 (У.1953)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	1.79	4.74	4.05	4.74	4.74	4.74	4.74	4.74	3.03	2.47	2.53	2.08	3.70
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	11.30	14.87	5.75	1.72	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	3.06
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.7	5.0	3.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	2.1	1.4	1.4	1.0	5.0
Расчетные напоры ГЭС, м	286.3	282.0	283.3	282.0	282.0	282.0	282.0	282.0	284.9	285.6	285.6	286.0	282.0
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	4 301	11 211	9 629	11 211	11 211	11 211	11 211	11 211	7 249	5 918	6 066	4 983	11 211
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	3 200	7 534	7 164	8 072	8 341	8 072	8 341	8 341	5 219	4 403	4 368	3 707	76 762
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	4.80	11.47	10.85	12.29	12.70	12.29	12.70	12.70	7.86	6.62	6.56	5.56	116.4
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	29.28	39.83	14.92	4.62	8.31	0.00	0.00	0.00	0.00	96.9

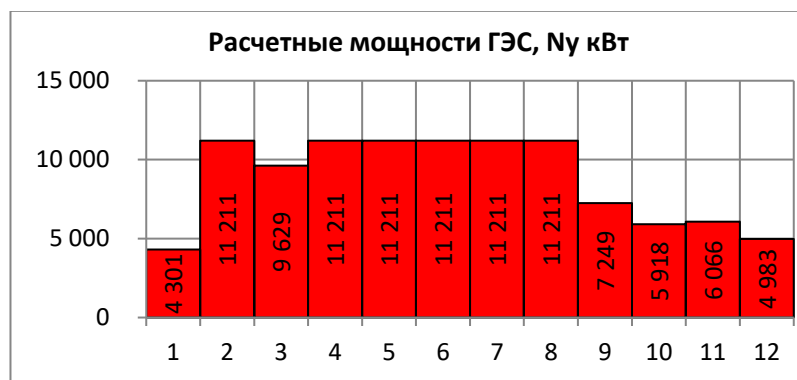


Рис. 2.1

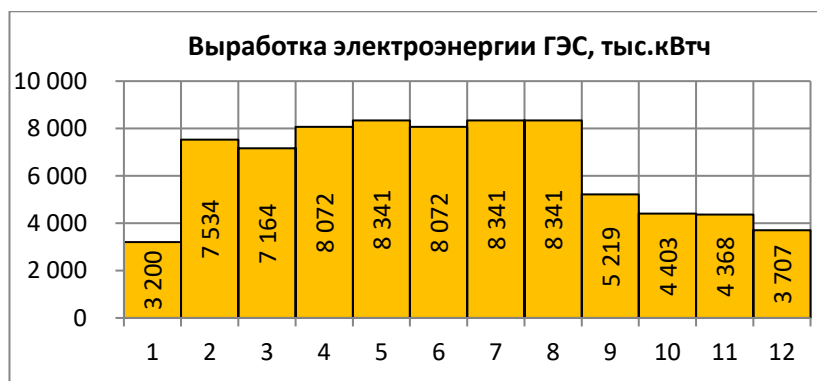


Рис. 2.2

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднего года (50% обеспеченности).

Таблица 2.3

средний год Р, %50 (У.1952)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	2.67	4.39	4.74	4.74	4.74	4.74	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	3.14
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.40	8.35	9.69	7.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.15
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.6	4.3	5.0	5.0	5.0	5.0	4.5	0.5	0.2	0.2	0.7	0.8	5.0
Расчетные напоры ГЭС, м	285.4	282.7	282.0	282.0	282.0	282.0	282.5	286.5	286.8	286.8	286.3	286.2	282.0
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	6 384	10 413	11 211	11 211	11 211	11 211	10 700	3 510	2 502	2 395	4 322	4 514	11 211
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	4 750	6 997	8 341	8 072	8 341	8 072	7 961	2 611	1 802	1 782	3 112	3 358	65 199
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	7.14	10.62	12.70	12.29	12.70	12.29	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	98.8
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	1.08	21.63	25.95	19.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	67.7

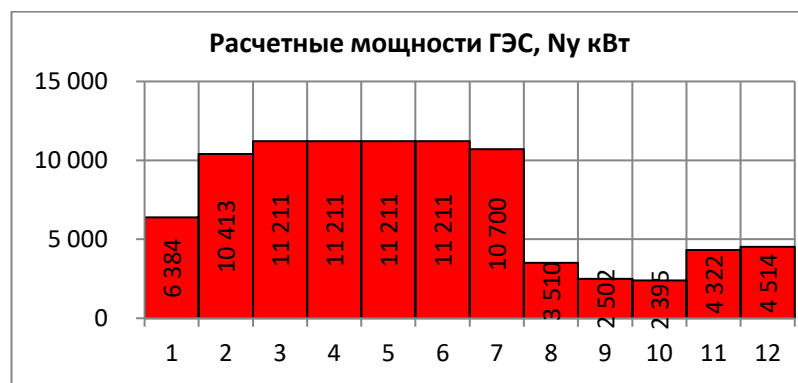


Рис. 2.3

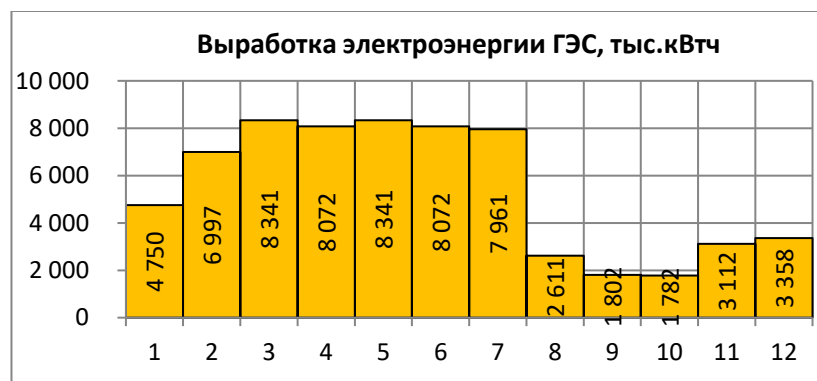


Рис. 2.4

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для маловодного года (75% обеспеченности).

Таблица 2.4

маловодный год Р, %75 (У.1935)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	2.43	2.37	4.74	4.74	4.74	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	2.99
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.83	0.00	0.00	2.40	7.18	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.24
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	1.3	1.3	5.0	5.0	5.0	3.5	1.2	2.0	3.2	1.1	0.5	5.0
Расчетные напоры ГЭС, м	287.0	285.7	285.7	282.0	282.0	282.0	283.5	285.8	285.0	283.8	285.9	286.5	282.0
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	5 833	5 685	11 211	11 211	11 211	9 443	5 515	7 144	9 028	5 345	3 745	11 211
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	3 920	4 229	8 072	8 341	8 072	7 026	4 103	5 144	6 717	3 848	2 786	62 258
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	5.89	6.35	12.29	12.70	12.29	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	94.2
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	2.24	0.00	0.00	6.23	19.24	11.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.4

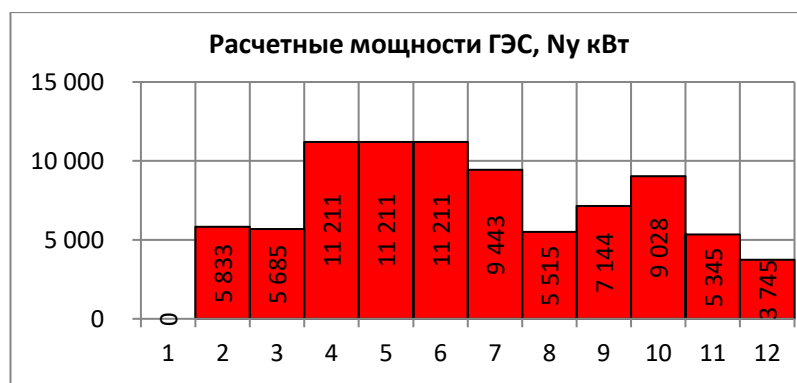


Рис. 2.5

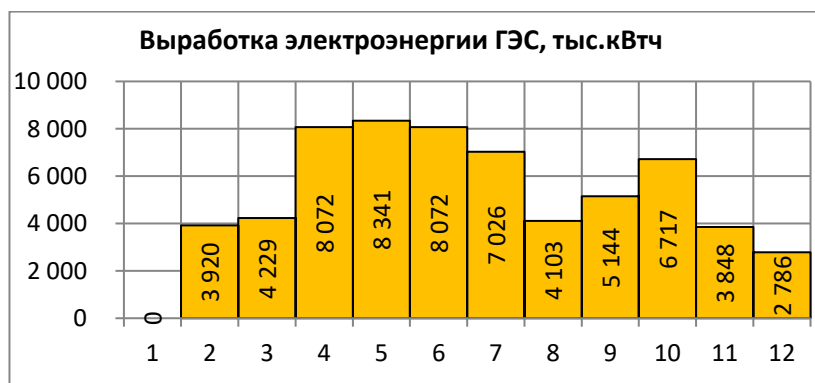


Рис. 2.6

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для очень маловодного года (90% обеспеченности).

Таблица 2.5

оч. маловодный год Р, %90 (У.1969)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	1.46	0.00	2.77	4.74	4.74	4.74	4.17	2.00	0.00	3.02	2.36	2.80	2.73
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.91	0.00	1.20	4.68	0.35	0.00	0.00	0.94	0.00	0.00	0.00	0.67
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.5	0.0	1.7	5.0	5.0	5.0	3.9	0.9	0.0	2.0	1.2	1.7	5.0
Расчетные напоры ГЭС, м	286.5	287.0	285.3	282.0	282.0	282.0	283.1	286.1	287.0	285.0	285.8	285.3	282.0
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	3 510	0	6 617	11 211	11 211	11 211	9 898	4 791	0	7 207	5 663	6 701	11 211
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	2 611	0	4 923	8 072	8 341	8 072	7 364	3 565	0	5 362	4 078	4 986	57 373
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	3.91	0.00	7.41	12.29	12.70	12.29	11.16	5.35	0.00	8.08	6.12	7.50	86.8
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	2.19	0.00	3.10	12.54	0.90	0.00	0.00	2.44	0.00	0.00	0.00	21.18

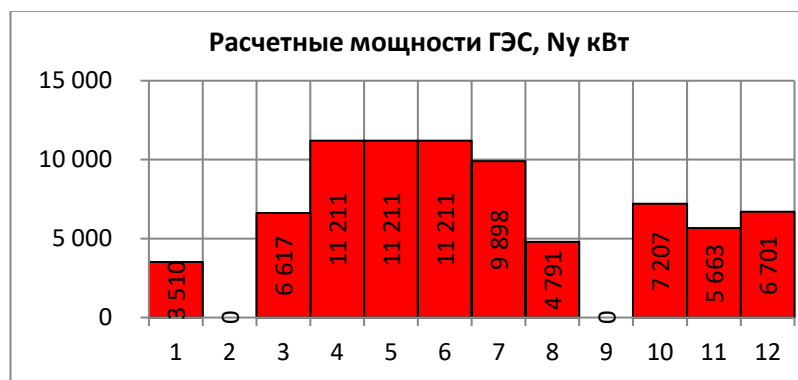


Рис. 2.7

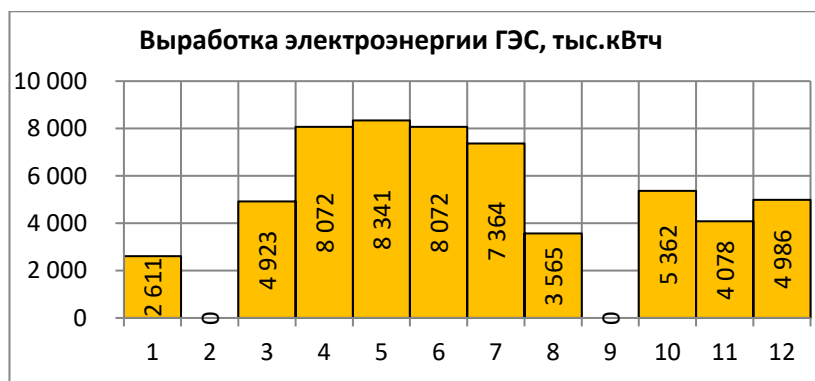


Рис. 2.8

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднееголетнего года.

Таблица 2.6

Среднееголетний параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	2.02	2.38	3.74	4.74	4.74	4.65	4.00	2.90	2.71	3.40	3.02	2.68	3.41
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.33	0.33	0.80	5.85	7.63	3.81	0.87	0.46	0.34	0.83	0.69	0.37	1.86
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.4	1.8	3.4	5.0	5.0	4.8	3.8	2.3	2.1	3.0	2.5	2.1	5.0
Расчетные напоры ГЭС, м	285.6	285.2	283.6	282.0	282.0	282.2	283.2	284.7	284.9	284.0	284.5	284.9	282.0
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	4 832	5 667	8 880	11 207	11 211	11 001	9 490	6 895	6 451	8 084	7 191	6 375	11 211
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	3 595	3 808	6 607	8 069	8 341	7 921	7 061	5 130	4 645	6 014	5 177	4 743	71 111
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	5.42	5.75	10.02	12.28	12.70	12.05	10.71	7.75	7.02	9.11	7.83	7.17	107.8
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.87	0.81	2.14	15.17	20.43	9.88	2.34	1.23	0.89	2.23	1.79	0.99	58.8

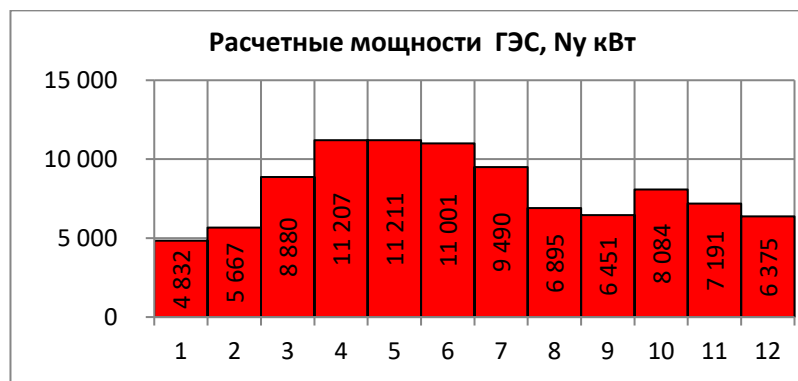


Рис. 2.9

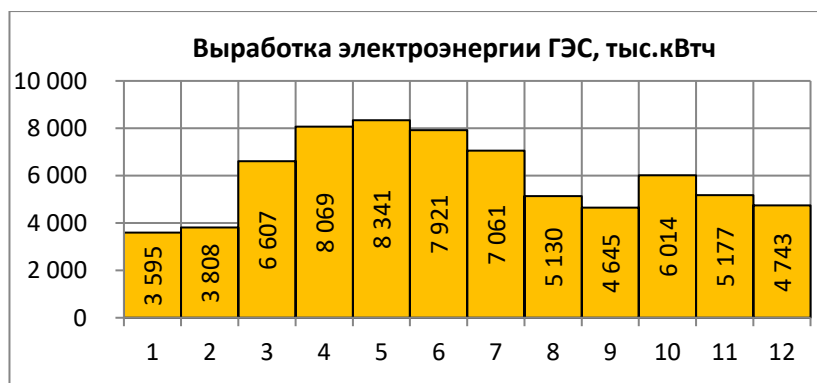


Рис. 2.10

ветка Рицеула

Потери напора в трубопроводе при расчетном расходе $2.78 \text{ м}^3/\text{сек}$ с учетом потерь по длине и местных потерь составляют $1.2 \cdot (11.576 + 5.553) = 20.55 \text{ м}$.

Потери напора на трение по длине по Идельчику стр.52 и Киселеву стр.31-33

по абсолютной шероховатости по формуле А.Д.Альтшуля

Участок №1	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	2.78		
Диаметр или высота трубы, м	d	0.9		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	480		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_{Σ}	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	0.64		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	2.83		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.23		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	0.90		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	4.37		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	3002210.3	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_{\Sigma} / D_r$	0.00167	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0131
Коэффициент шероховатости	$n = k_{\Sigma}^{0.2} / 19.6$	0.0139	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	59.32
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_{\Sigma} / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0223	$\lambda = 8g / C^2$	0.0223
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	11.576	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	11.576

Участок №2	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	2.78		
Диаметр или высота трубы, м	d	1		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	400		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_{Σ}	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	0.79		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	3.14		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.25		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.00		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	3.54		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	2701989.3	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_{\Sigma} / D_r$	0.00150	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0132
Коэффициент шероховатости	$n = k_{\Sigma}^{0.2} / 19.6$	0.0139	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	60.09
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_{\Sigma} / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0217	$\lambda = 8g / C^2$	0.0217
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	5.553	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	5.553

Сводная таблица основных результатов приведена ниже.

Таблица 2.7

<u>Характерные годы</u>		Расчетная мощность	Годовая выработка	Используемый сток
		кВт	тыс.кВтч	млн.м ³
многоводный год (P=10%)	1953	5 870	20 026	33.9
средний год (P=50%)	1952	5 870	13 500	22.9
маловодный год (P=75%)	1935	5 870	13 724	23.1
очень маловодный год (P=90%)	1969	5 870	9 780	16.1
Среднемноголетний параметр		5 623	17 465	29.4

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для многоводного года (10% обеспеченности).

Таблица 2.8

многоводный год Р, %10 (У.1953)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.00	11.30	14.87	5.75	1.72	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	3.06
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.00	2.78	2.78	2.78	1.72	2.78	0.00	0.00	0.00	0.00	1.07
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	8.52	12.09	2.97	0.00	0.32	0.00	0.00	0.00	0.00	1.99
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.0	20.6	20.6	20.6	7.9	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	284.0	263.4	263.4	263.4	276.1	263.4	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	0	5 870	5 870	5 870	3 816	5 870	0	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	0	4 226	4 367	4 226	2 839	4 367	0	0	0	0	20 026
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	0.00	29.28	39.83	14.92	4.62	8.31	0.00	0.00	0.00	0.00	96.9
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	0.00	7.21	7.45	7.21	4.62	7.45	0.00	0.00	0.00	0.00	33.9
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	22.07	32.38	7.71	0.00	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	63.0

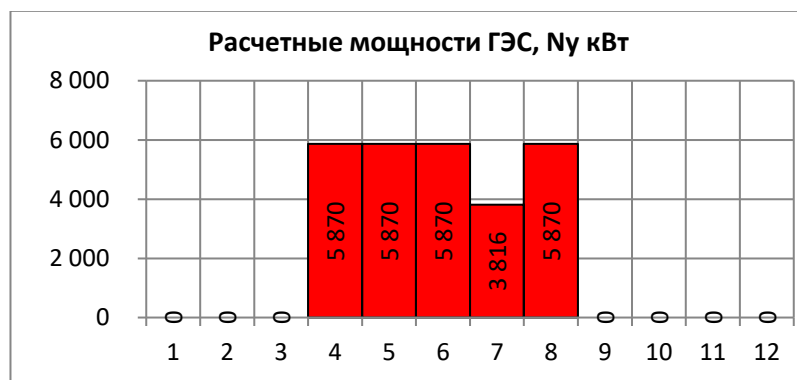


Рис. 2.11

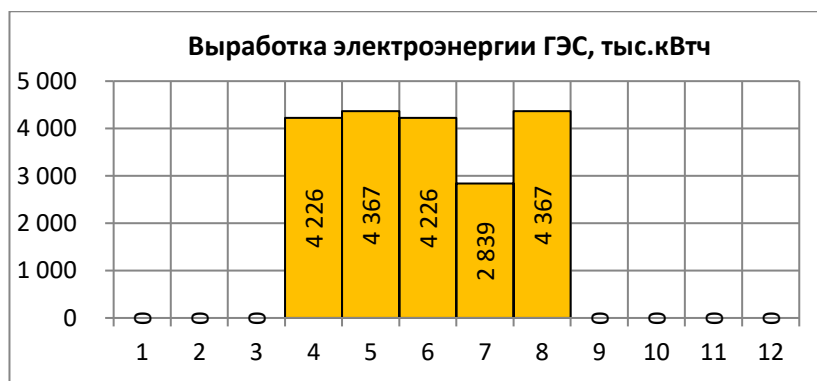


Рис. 2.12

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднего года (50% обеспеченности).

Таблица 2.9

средний год Р, %50 (У.1952)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.40	8.35	9.69	7.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.15
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.40	2.78	2.78	2.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	5.57	6.91	4.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.42
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.4	20.6	20.6	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	283.6	263.4	263.4	263.4	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	914	5 870	5 870	5 870	0	0	0	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	680	4 226	4 367	4 226	0	0	0	0	0	0	13 500
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	1.08	21.63	25.95	19.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	67.7
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	1.08	7.21	7.45	7.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.9
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	14.43	18.50	11.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	44.8

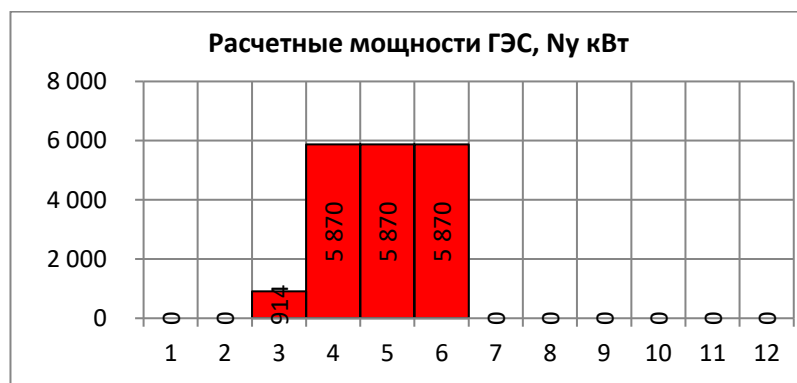


Рис. 2.13

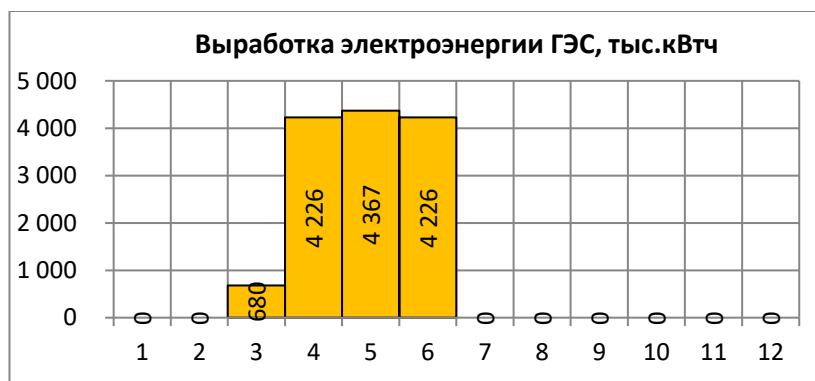


Рис. 2.14

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для маловодного года (75% обеспеченности).

Таблица 2.10

маловодный год Р, %75 (У.1935)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.83	0.00	0.00	2.40	7.18	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.24
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.83	0.00	0.00	2.40	2.78	2.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	4.40	1.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.51
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.9	0.0	0.0	15.4	20.6	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	282.1	284.0	284.0	268.6	263.4	263.4	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	1 888	0	0	5 176	5 870	5 870	0	0	0	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	1 405	0	0	3 726	4 367	4 226	0	0	0	0	0	0	13 724
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	2.24	0.00	0.00	6.23	19.24	11.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.4
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	2.24	0.00	0.00	6.23	7.45	7.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.1
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	11.80	4.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.3

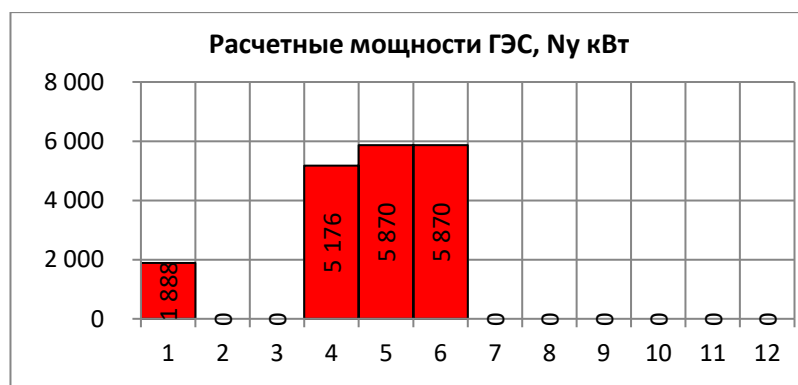


Рис. 2.15



Рис. 2.16

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для очень маловодного года (90% обеспеченности).

Таблица 2.11

оч. маловодный год Р, %90 (У.1969)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.91	0.00	1.20	4.68	0.35	0.00	0.00	0.94	0.00	0.00	0.00	0.67
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.91	0.00	1.20	2.78	0.35	0.00	0.00	0.94	0.00	0.00	0.00	0.51
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	2.2	0.0	3.8	20.6	0.3	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	281.8	284.0	280.2	263.4	283.7	284.0	284.0	281.6	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	2 047	0	2 689	5 870	792	0	0	2 126	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	1 376	0	1 936	4 367	570	0	0	1 531	0	0	0	9 780
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	2.19	0.00	3.10	12.54	0.90	0.00	0.00	2.44	0.00	0.00	0.00	21.2
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	2.19	0.00	3.10	7.45	0.90	0.00	0.00	2.44	0.00	0.00	0.00	16.1
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	5.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.10

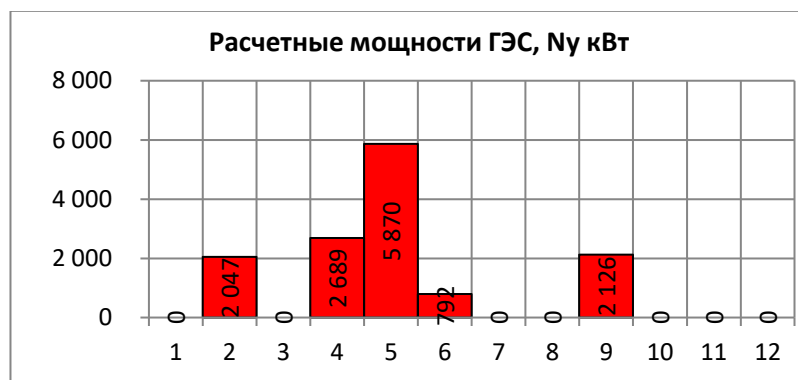


Рис. 2.17

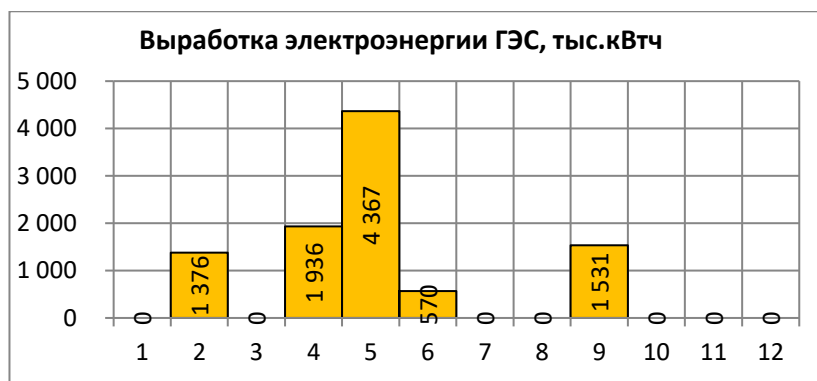


Рис. 2.18

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднееголетнего года.

Таблица 2.12

Среднееголетний параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.33	0.33	0.80	5.85	7.63	3.81	0.87	0.46	0.34	0.83	0.69	0.37	1.86
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.27	0.27	0.63	2.48	2.66	2.07	0.68	0.36	0.27	0.63	0.54	0.32	0.93
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.06	0.06	0.16	3.38	4.97	1.74	0.19	0.10	0.07	0.20	0.15	0.05	0.93
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.1	1.2	3.7	17.5	19.3	14.1	4.2	2.2	1.4	3.7	3.2	1.4	19.3
Расчетные напоры ГЭС, м	282.9	282.8	280.3	266.5	264.7	269.9	279.8	281.8	282.6	280.3	280.8	282.6	264.7
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	589	597	1 369	5 261	5 623	4 416	1 470	769	590	1 366	1 156	694	5 623
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	438	401	1 019	3 788	4 183	3 179	1 094	572	425	1 017	832	516	17 465
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.87	0.81	2.14	15.17	20.43	9.88	2.34	1.23	0.89	2.23	1.79	0.99	58.8
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.72	0.66	1.70	6.42	7.12	5.37	1.83	0.96	0.70	1.69	1.39	0.84	29.4
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.16	0.15	0.44	8.75	13.31	4.51	0.51	0.28	0.19	0.54	0.40	0.15	29.4

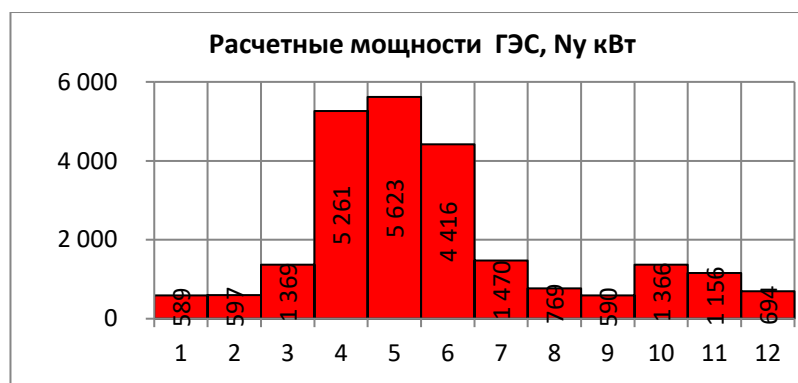


Рис. 2.19

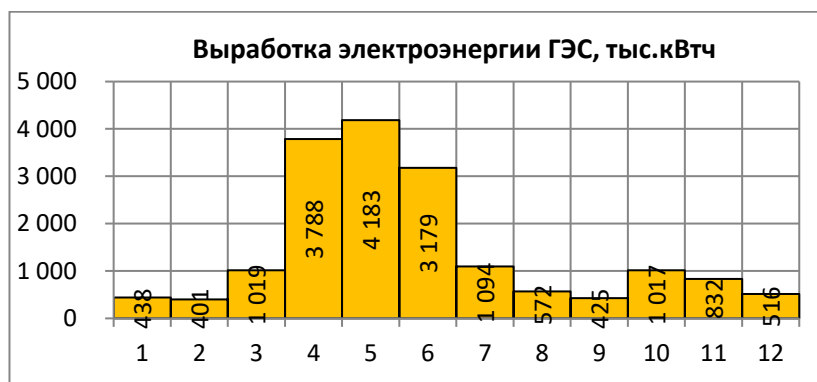


Рис. 2.20

2.3. Оценка после предполагаемого перераспределения расходов – подключения одного агрегата Пельтон к ветке Рача без замены агрегатов

ветка Рача

Потери напора в трубопроводе при расчетном расходе $6.49 \text{ м}^3/\text{сек}$ с учетом потерь по длине и местных потерь составляют $1.2 \cdot (0.399 + 2.246 + 5.169) = 9.4 \text{ м}$.

Потери напора на трение по длине по Идельчику стр.52 и Киселеву стр.31-33

по абсолютной шероховатости по формуле А.Д.Альштуля

Участок №1	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	6.49		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.8		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	150		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_{Σ}	0.00050		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	2.54		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	5.65		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.45		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.80		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	2.55		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	3504378.6	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_{\Sigma} / D_r$	0.00028	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0119
Коэффициент шероховатости	$n = k_{\Sigma}^{0.2} / 19.6$	0.0112	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	73.71
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_{\Sigma} / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0144	$\lambda = 8g / C^2$	0.0144
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	0.399	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	0.399

Участок №2	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	6.49		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.6		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	350		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_{Σ}	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	2.01		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	5.03		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.40		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.60		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	3.23		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	3942425.9	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_{\Sigma} / D_r$	0.00094	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0135
Коэффициент шероховатости	$n = k_{\Sigma}^{0.2} / 19.6$	0.0139	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	63.71
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_{\Sigma} / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0193	$\lambda = 8g / C^2$	0.0193
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	2.246	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	2.246

Участок №3	Формулы	Данные		
Расход, м³/сек	Q	6.49		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.4		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	400		
Температура воды, °C	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k _э	0.00150		
Кинематическая вязкость, м²/сек	v	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м²	A=πd²/4	1.54		
Смоченный периметр, м	p=πd	4.40		
Гидравлический радиус, м	R=A/p	0.35		
Гидравлический диаметр, м	D _r =4*R	1.40		
Скорость потока, м/сек	v=Q/A	4.22		
Число Рейнольдса	Re=vD _r /v	4505629.6	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	Δ*=k _э /D _r	0.00107	n=(λR ^{1/3} /(8g)) ^{1/2}	0.0134
Коэффициент шероховатости	n=k _э ^{0.2} /19.6	0.0139	by Manning C=(R ^{1/6})/n	62.69
Коэффициент сопротивления	λ=0.11(k _э /D _r +68/Re) ^{0.25}	0.0200	λ=8g/C²	0.0200
Потери напора, м	h _L =λLv²/(2D _r g)	5.169	h _L =λLv²/(2D _r g)	5.169

Сводная таблица основных результатов приведена ниже.

Таблица 2.13

Характерные годы		Расчетная мощность	Годовая выработка	Используемый сток
		кВт	тыс.кВтч	млн.м³
многоводный год (P=10%)	1953	14 273	85 990	139.4
средний год (P=50%)	1952	14 273	70 266	113.6
маловодный год (P=75%)	1935	14 273	68 258	110.2
очень маловодный год (P=90%)	1969	14 273	62 220	100.1
Среднемноголетний параметр		14 183	79 336	128.5

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для многоводного года (10% обеспеченности).

Таблица 2.14

многоводный год Р. %10 (У.1953)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	1.79	4.74	4.05	6.49	6.49	6.49	6.46	6.49	3.03	2.47	2.53	2.08	4.43
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	9.55	13.12	4.00	0.00	1.35	0.00	0.00	0.00	0.00	2.34
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.7	5.0	3.7	9.4	9.4	9.4	9.3	9.4	2.0	1.4	1.4	1.0	9.4
Расчетные напоры ГЭС, м	286.3	282.0	283.3	277.6	277.6	277.6	277.7	277.6	285.0	285.6	285.6	286.0	277.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	4 062	10 588	9 095	14 273	14 273	14 273	14 221	14 273	6 847	5 589	5 729	4 706	14 273
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	3 022	7 115	6 766	10 276	10 619	10 276	10 580	10 619	4 930	4 158	4 125	3 501	85 990
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	4.80	11.47	10.85	16.82	17.38	16.82	17.31	17.38	7.86	6.62	6.56	5.56	139.4
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	24.74	35.14	10.38	0.00	3.62	0.00	0.00	0.00	0.00	73.9

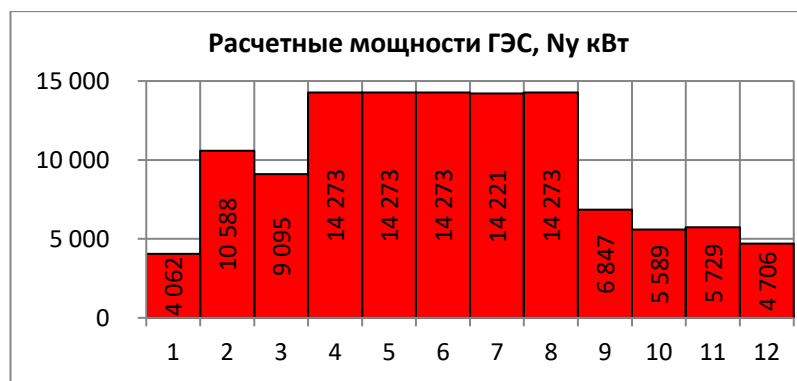


Рис. 2.21

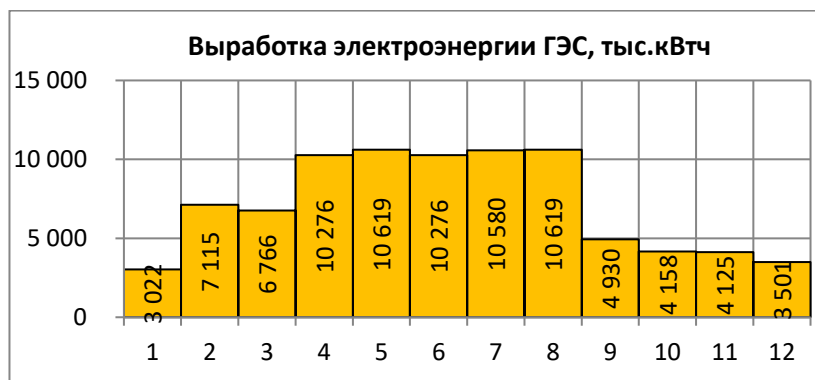


Рис. 2.22

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднего года (50% обеспеченности).

Таблица 2.15

средний год Р, %50 (У.1952)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	2.67	4.39	5.14	6.49	6.49	6.49	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	3.61
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	6.60	7.94	5.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.68
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.6	4.3	5.9	9.4	9.4	9.4	4.5	0.5	0.2	0.2	0.7	0.8	9.4
Расчетные напоры ГЭС, м	285.4	282.7	281.1	277.6	277.6	277.6	282.5	286.5	286.8	286.8	286.3	286.2	277.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	6 029	9 835	11 451	14 273	14 273	14 273	10 106	3 315	2 363	2 262	4 082	4 263	14 273
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	4 486	6 609	8 519	10 276	10 619	10 276	7 519	2 466	1 702	1 683	2 939	3 172	70 266
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	7.14	10.62	13.77	16.82	17.38	16.82	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	113.6
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	17.10	21.26	14.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	52.9

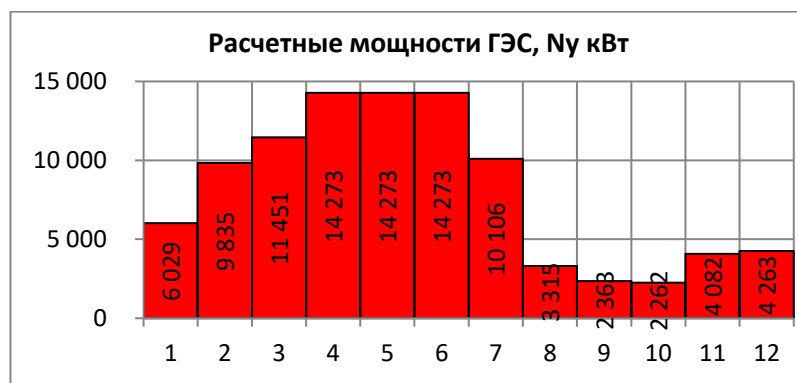


Рис. 2.23



Рис. 2.24

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для маловодного года (75% обеспеченности).

Таблица 2.16

маловодный год Р, %75 (У.1935)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.83	2.43	2.37	6.49	6.49	6.49	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	3.50
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.65	5.43	2.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.74
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.2	1.3	1.3	9.4	9.4	9.4	3.5	1.2	2.0	3.2	1.1	0.5	9.4
Расчетные напоры ГЭС, м	286.8	285.7	285.7	277.6	277.6	277.6	283.5	285.8	285.0	283.8	285.9	286.5	277.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	1 897	5 509	5 369	14 273	14 273	14 273	8 919	5 208	6 747	8 527	5 048	3 537	14 273
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	1 411	3 702	3 994	10 276	10 619	10 276	6 635	3 875	4 858	6 344	3 634	2 631	68 258
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	2.24	5.89	6.35	16.82	17.38	16.82	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	110.2
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	1.69	14.56	7.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.4

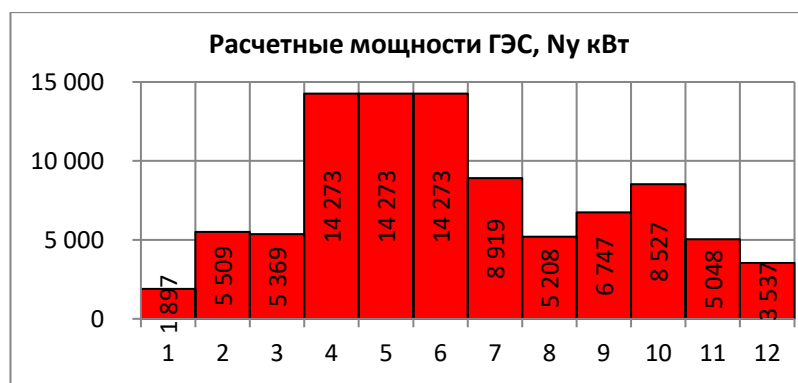


Рис. 2.25

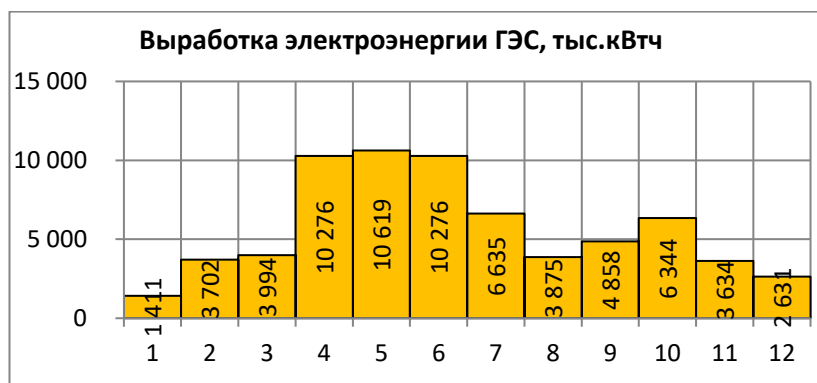


Рис. 2.26

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для очень маловодного года (90% обеспеченности).

Таблица 2.17

оч. маловодный год Р, %90 (У.1969)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	6.49	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.16
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	2.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.5	0.2	1.7	7.8	9.4	5.8	3.9	0.9	0.2	2.0	1.2	1.7	9.4
Расчетные напоры ГЭС, м	286.5	286.8	285.3	279.2	277.6	281.2	283.1	286.1	286.8	285.0	285.8	285.3	277.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	3 315	2 059	6 249	13 130	14 273	11 336	9 348	4 525	2 140	6 807	5 349	6 329	14 273
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	2 466	1 384	4 649	9 453	10 619	8 162	6 955	3 367	1 541	5 064	3 851	4 709	62 220
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	17.38	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	100.1
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	7.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.85

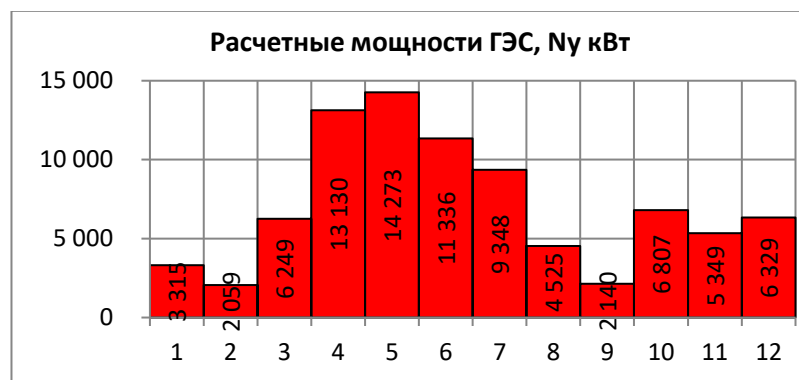


Рис. 2.27

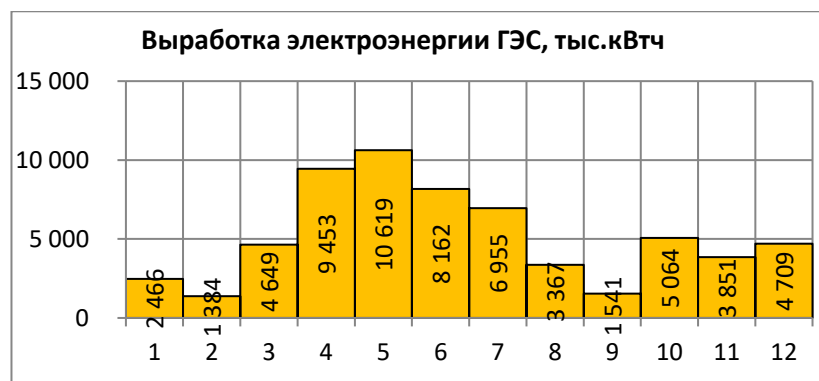


Рис. 2.28

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднегодового года.

Таблица 2.18

Среднегодовой параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы реки за вычетом экологических, м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Свободные расходы в створе головного узла, м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы проходящие через ГЭС, м ³ /с	2.25	2.61	4.21	6.39	6.45	6.07	4.51	3.17	2.93	3.89	3.43	2.94	4.07
Расходы в реке (включая экологические), м ³ /с	0.10	0.11	0.32	4.20	5.92	2.39	0.36	0.19	0.12	0.35	0.28	0.10	1.20
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.7	2.1	4.5	9.1	9.3	8.4	5.0	2.9	2.5	4.1	3.4	2.6	9.3
Расчетные напоры ГЭС, м	285.3	284.9	282.5	277.9	277.7	278.6	282.0	284.1	284.5	282.9	283.6	284.4	277.7
Расчетные мощности ГЭС, Н _у кВт	5 051	5 851	9 390	14 057	14 183	13 389	10 042	7 090	6 567	8 670	7 660	6 595	14 183
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	3 758	3 932	6 986	10 121	10 552	9 640	7 471	5 275	4 728	6 450	5 515	4 907	79 336
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м ³	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м ³	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток проходящий через ГЭС, млн.м ³	6.02	6.30	11.29	16.55	17.27	15.74	12.08	8.48	7.59	10.42	8.89	7.89	128.5
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м ³	0.28	0.26	0.87	10.90	15.86	6.19	0.97	0.51	0.32	0.93	0.73	0.27	38.1

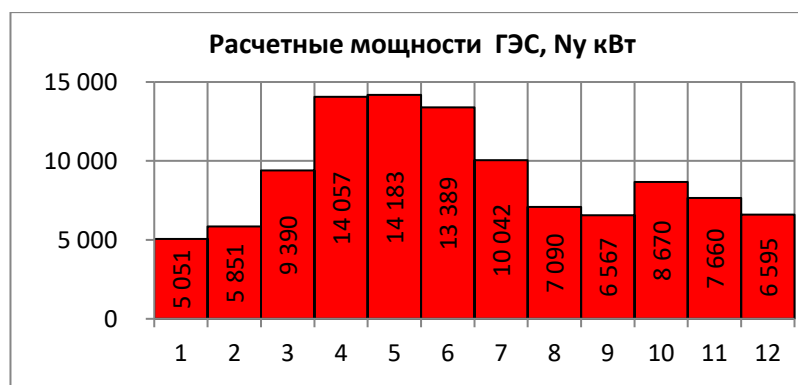


Рис. 2.29

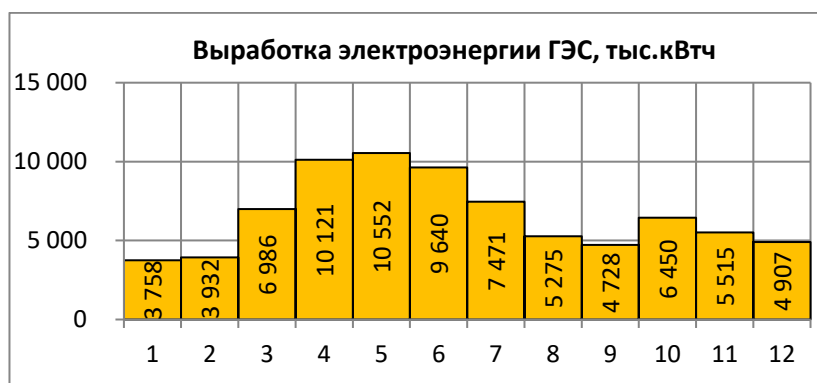


Рис. 2.30

ветка Рицеула

Потери напора в трубопроводе при расчетном расходе $1.12 \text{ м}^3/\text{сек}$ с учетом потерь по длине и местных потерь составляют $1.2 \cdot (1.888 + 0.907) = 3.4 \text{ м}$.

Потери напора на трение по длине по Идельчику стр.52 и Киселеву стр.31-33

по абсолютной шероховатости по формуле А.Д.Альтуля

Участок №1	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	1.12		
Диаметр или высота трубы, м	d	0.9		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	480		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_a	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	0.64		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	2.83		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.23		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	0.90		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	1.76		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	1209523.6	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_a / D_r$	0.00167	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0132
Коэффициент шероховатости	$n = k_a^{0.2} / 19.6$	0.0139	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	59.18
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_a / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0224	$\lambda = 8g / C^2$	0.0224
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	1.888	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	1.888

Участок №2	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	1.12		
Диаметр или высота трубы, м	d	1		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	400		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_a	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A = \pi d^2/4$	0.79		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	3.14		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.25		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.00		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	1.43		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / \nu$	1088571.2	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_a / D_r$	0.00150	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0132
Коэффициент шероховатости	$n = k_a^{0.2} / 19.6$	0.0139	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	59.90
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_a / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0219	$\lambda = 8g / C^2$	0.0219
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	0.907	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	0.907

Сводная таблица основных результатов приведена ниже.

Таблица 2.19

<u>Характерные годы</u>		Расчетная мощность	Годовая выработка	Используемый сток
		кВт	тыс.кВтч	млн.м ³
многоводный год (P=10%)	1953	2 519	7 376	11.8
средний год (P=50%)	1952	2 519	5 502	8.8
маловодный год (P=75%)	1935	2 519	4 755	7.6
очень маловодный год (P=90%)	1969	2 519	1 874	3.0
Среднемноголетний параметр		2 315	5 851	9.4

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для многоводного года (10% обеспеченности).

Таблица 2.20

многоводный год Р. %10 (У.1953)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.00	9.55	13.12	4.00	0.00	1.35	0.00	0.00	0.00	0.00	2.34
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.00	1.12	1.12	1.12	0.00	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.37
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	8.43	12.00	2.88	0.00	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	1.96
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.0	3.4	3.4	3.4	0.0	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	284.0	280.6	280.6	280.6	284.0	280.6	284.0	284.0	284.0	284.0	280.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	0	2 519	2 519	2 519	0	2 519	0	0	0	0	2 519
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	0	1 814	1 874	1 814	0	1 874	0	0	0	0	7 376
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	0.00	24.74	35.14	10.38	0.00	3.62	0.00	0.00	0.00	0.00	73.9
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	0.00	2.90	3.00	2.90	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.8
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	21.84	32.14	7.48	0.00	0.62	0.00	0.00	0.00	0.00	62.1

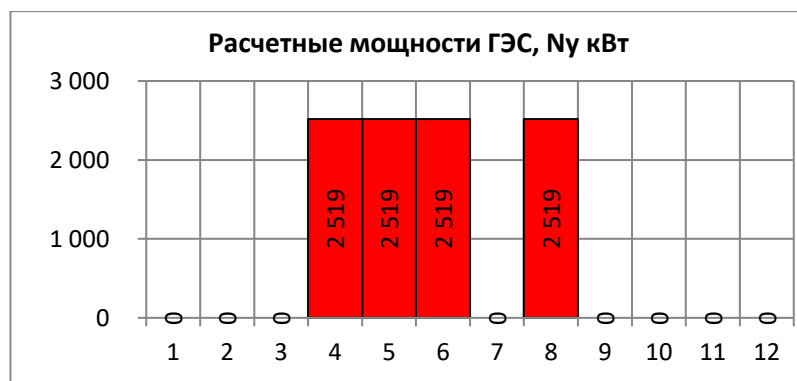


Рис. 2.31



Рис. 2.32

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднего года (50% обеспеченности).

Таблица 2.21

средний год Р, %50 (У.1952)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.00	6.60	7.94	5.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.68
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.00	1.12	1.12	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	5.48	6.82	4.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.40
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.0	3.4	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	284.0	280.6	280.6	280.6	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	280.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	0	2 519	2 519	2 519	0	0	0	0	0	0	2 519
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	0	1 814	1 874	1 814	0	0	0	0	0	0	5 502
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	0.00	17.10	21.26	14.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	52.9
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	0.00	2.90	3.00	2.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.8
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	14.20	18.26	11.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	44.1

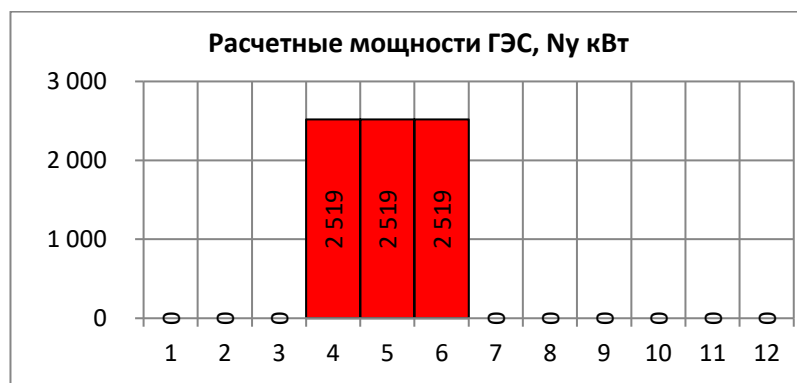


Рис. 2.33



Рис. 2.34

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для маловодного года (75% обеспеченности).

Таблица 2.22

маловодный год Р, %75 (У.1935)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.00	0.65	5.43	2.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.74
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.00	0.65	1.12	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	4.31	1.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.0	1.1	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	284.0	282.9	280.6	280.6	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	280.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	0	1 482	2 519	2 519	0	0	0	0	0	0	2 519
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	0	1 067	1 874	1 814	0	0	0	0	0	0	4 755
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	0.00	1.69	14.56	7.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.4
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	0.00	1.69	3.00	2.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.6
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	11.56	4.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.8

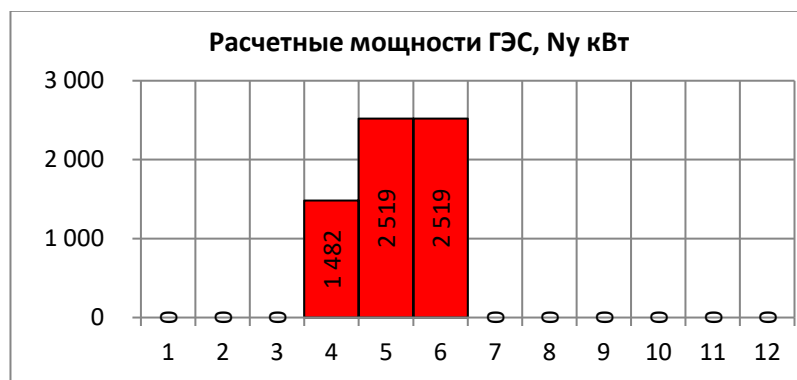


Рис. 2.35

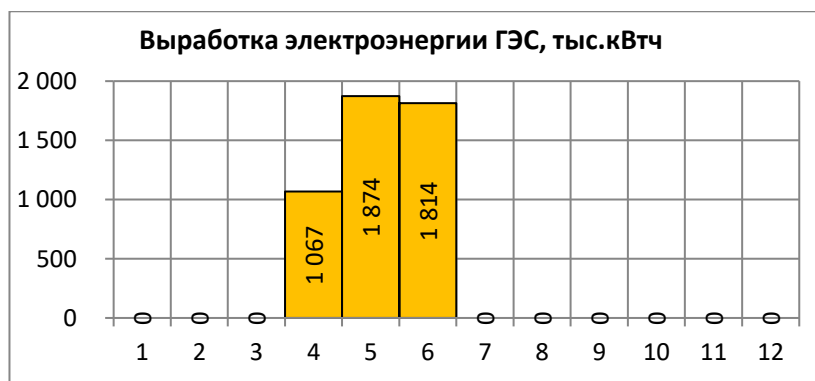


Рис. 2.36

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для очень маловодного года (90% обеспеченности).

Таблица 2.23

оч. маловодный год Р, %90 (У.1969)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	2.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	1.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	284.0	284.0	280.6	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	280.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	0	0	2 519	0	0	0	0	0	0	0	2 519
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	0	0	1 874	0	0	0	0	0	0	0	1 874
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	7.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.9
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.0
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	4.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.85

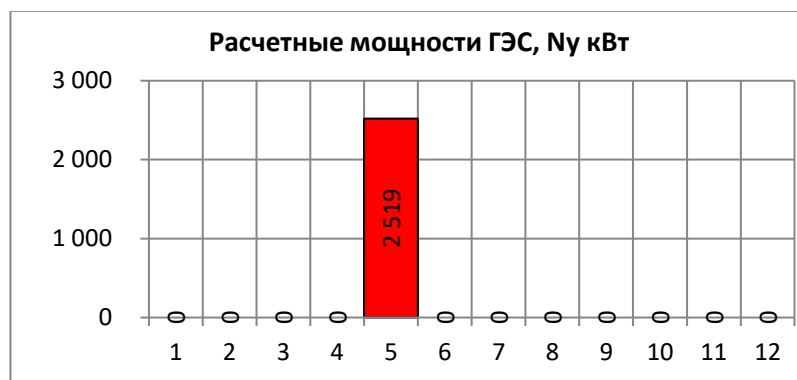


Рис. 2.37

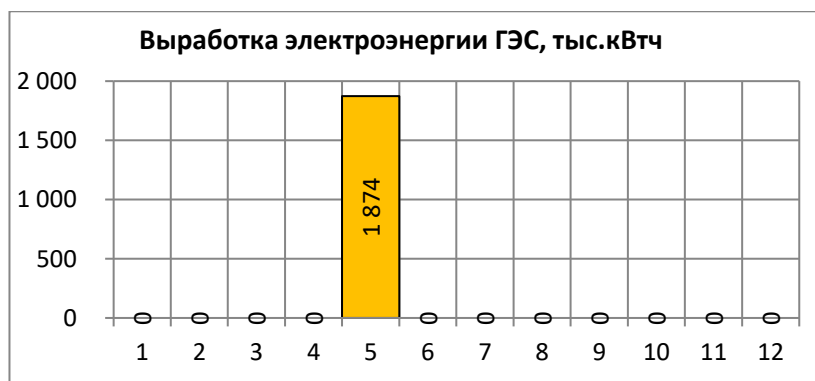


Рис. 2.38

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднегодового года.

Таблица 2.24

Среднегодовой параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы реки за вычетом экологических, м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Свободные расходы в створе головного узла, м ³ /с	0.10	0.11	0.32	4.20	5.92	2.39	0.36	0.19	0.12	0.35	0.28	0.10	1.20
Расходы проходящие через ГЭС, м ³ /с	0.05	0.05	0.17	0.90	1.03	0.70	0.18	0.09	0.05	0.16	0.14	0.05	0.30
Расходы в реке (включая экологические), м ³ /с	0.06	0.06	0.15	3.31	4.89	1.69	0.18	0.09	0.07	0.19	0.15	0.05	0.91
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.1	0.1	0.4	2.6	3.0	2.0	0.5	0.3	0.1	0.4	0.4	0.1	3.0
Расчетные напоры ГЭС, м	283.9	283.9	283.6	281.4	281.0	282.0	283.5	283.7	283.9	283.6	283.6	283.9	281.0
Расчетные мощности ГЭС, Н _у кВт	106	106	383	2 016	2 315	1 566	410	212	118	350	305	115	2 315
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	79	71	285	1 452	1 723	1 128	305	158	85	260	220	85	5 851
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м ³	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м ³	0.28	0.26	0.87	10.90	15.86	6.19	0.97	0.51	0.32	0.93	0.73	0.27	38.1
Сток проходящий через ГЭС, млн.м ³	0.13	0.11	0.46	2.32	2.76	1.80	0.49	0.25	0.14	0.42	0.35	0.14	9.4
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м ³	0.15	0.14	0.41	8.58	13.10	4.39	0.48	0.25	0.18	0.51	0.38	0.14	28.7

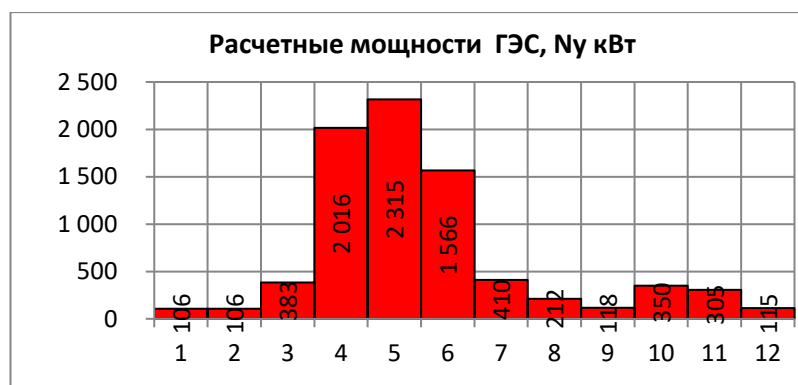


Рис. 2.39

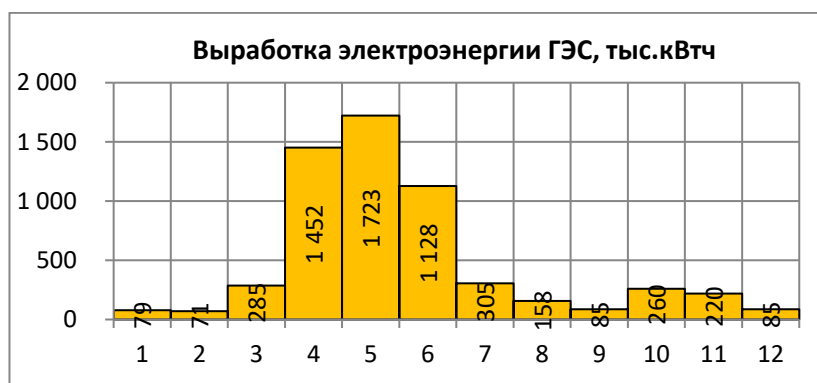


Рис. 2.40

2.4. Увеличение расчетного расхода ветки Рача до 6.5м³/сек без перераспределения

ветка Рача

Потери напора в трубопроводе при расчетном расходе 6.5м³/сек с учетом потерь по длине и местных потерь составляют $1.2 \cdot (0.4 + 2.253 + 5.185) = 9.41\text{м}$.

Потери напора на трение по длине по Идельчику стр.52 и Киселеву стр.31-33 по абсолютной шероховатости по формуле А.Д.Альтшуля

Участок №1	Формулы	Данные		
Расход, м³/сек	Q	6.50		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.8		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	150		
Температура воды, °C	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k _э	0.00050		
Кинематическая вязкость, м²/сек	v	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м²	$A = \pi d^2/4$	2.54		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	5.65		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.45		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.80		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	2.55		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / v$	3509778.2	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_{\text{э}} / D_r$	0.00028	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0119
Коэффициент шероховатости	$n = k_{\text{э}}^{0.2} / 19.6$	0.0112	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	73.72
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_{\text{э}} / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0144	$\lambda = 8g / C^2$	0.0144
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	0.400	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	0.400

Участок №2	Формулы	Данные		
Расход, м³/сек	Q	6.50		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.6		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	350		
Температура воды, °C	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k _э	0.00150		
Кинематическая вязкость, м²/сек	v	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м²	$A = \pi d^2/4$	2.01		
Смоченный периметр, м	$p = \pi d$	5.03		
Гидравлический радиус, м	$R = A/p$	0.40		
Гидравлический диаметр, м	$D_r = 4 \cdot R$	1.60		
Скорость потока, м/сек	$v = Q/A$	3.23		
Число Рейнольдса	$Re = v D_r / v$	3948500.5	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^* = k_{\text{э}} / D_r$	0.00094	$n = (\lambda R^{1/3} / (8g))^{1/2}$	0.0135
Коэффициент шероховатости	$n = k_{\text{э}}^{0.2} / 19.6$	0.0139	by Manning $C = (R^{1/6}) / n$	63.71
Коэффициент сопротивления	$\lambda = 0.11 (k_{\text{э}} / D_r + 68 / Re)^{0.25}$	0.0193	$\lambda = 8g / C^2$	0.0193
Потери напора, м	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	2.253	$h_L = \lambda L v^2 / (2 D_r g)$	2.253

Участок №3	Формулы	Данные		
Расход, м³/сек	Q	6.50		
Диаметр или высота трубы, м	d	1.4		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	400		
Температура воды, °C	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k _э	0.00150		
Кинематическая вязкость, м²/сек	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м²	A=πd²/4	1.54		
Смоченный периметр, м	p=πd	4.40		
Гидравлический радиус, м	R=A/p	0.35		
Гидравлический диаметр, м	D _r =4*R	1.40		
Скорость потока, м/сек	v=Q/A	4.22		
Число Рейнольдса	Re=vD _r /ν	4512572.0	по коэфф.шероховатости	
Относительная шероховатость	Δ*=k _э /D _r	0.00107	n=(λR ^{1/3} /(8g)) ^{1/2}	0.0134
Коэффициент шероховатости	n=k _э ^{0.2} /19.6	0.0139	by Manning C=(R ^{1/6})/n	62.69
Коэффициент сопротивления	λ=0.11(k _э /D _r +68/Re) ^{0.25}	0.0200	λ=8g/C²	0.0200
Потери напора, м	h _L =λLv²/(2D _r g)	5.185	h _L =λLv²/(2D _r g)	5.185

Сводная таблица основных результатов приведена ниже.

Таблица 2.25

<u>Характерные годы</u>		Расчетная мощность	Годовая выработка	Используемый сток
		кВт	тыс.кВтч	млн.м³
многоводный год (P=10%)	1953	15 134	91 111	139.6
средний год (P=50%)	1952	15 134	74 447	113.7
маловодный год (P=75%)	1935	15 134	72 320	110.2
очень маловодный год (P=90%)	1969	15 134	65 897	100.2
Среднемноголетний параметр		15 038	84 059	128.6

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для многоводного года (10% обеспеченности).

Таблица 2.26

многоводный год Р, %10 (У.1953)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	1.79	4.74	4.05	6.50	6.50	6.50	6.46	6.50	3.03	2.47	2.53	2.08	4.43
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	9.54	13.11	3.99	0.00	1.34	0.00	0.00	0.00	0.00	2.33
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.7	5.0	3.7	9.4	9.4	9.4	9.3	9.4	2.0	1.4	1.4	1.0	9.4
Расчетные напоры ГЭС, м	286.3	282.0	283.3	277.6	277.6	277.6	277.7	277.6	285.0	285.6	285.6	286.0	277.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	4 301	11 211	9 630	15 134	15 134	15 134	15 057	15 134	7 249	5 918	6 066	4 983	15 134
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	3 200	7 534	7 164	10 897	11 260	10 897	11 203	11 260	5 220	4 403	4 368	3 707	91 111
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	4.80	11.47	10.85	16.85	17.41	16.85	17.31	17.41	7.86	6.62	6.56	5.56	139.6
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	24.72	35.11	10.35	0.00	3.59	0.00	0.00	0.00	0.00	73.8

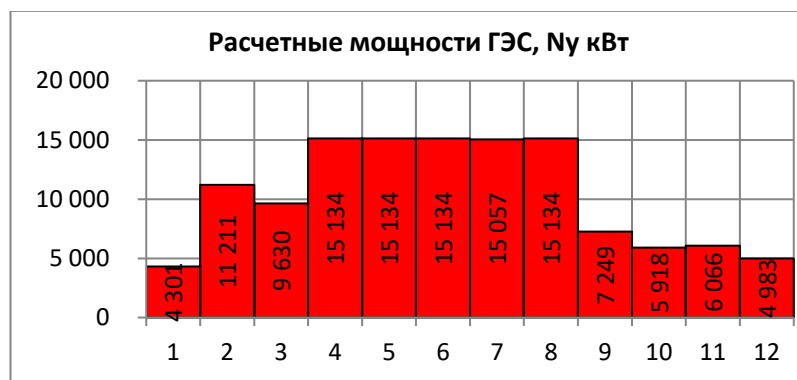


Рис. 2.41

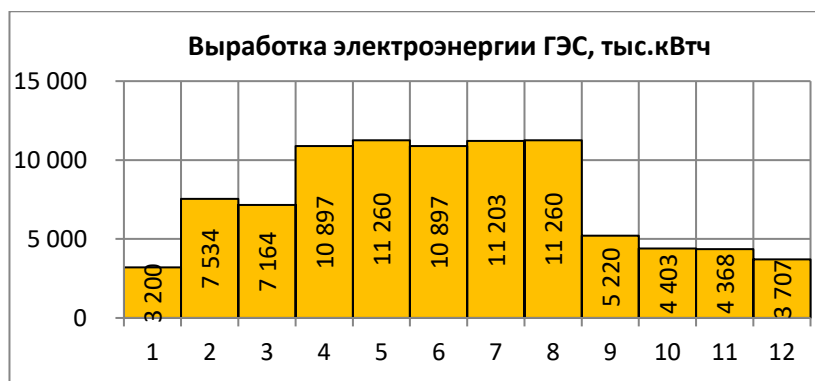


Рис. 2.42

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднего года (50% обеспеченности).

Таблица 2.27

средний год Р, %50 (У.1952)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	2.67	4.39	5.14	6.50	6.50	6.50	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	3.62
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	6.59	7.93	5.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.68
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.6	4.3	5.9	9.4	9.4	9.4	4.5	0.5	0.2	0.2	0.7	0.8	9.4
Расчетные напоры ГЭС, м	285.4	282.7	281.1	277.6	277.6	277.6	282.5	286.5	286.8	286.8	286.3	286.2	277.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	6 384	10 413	12 124	15 134	15 134	15 134	10 700	3 510	2 502	2 395	4 322	4 514	15 134
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	4 750	6 998	9 020	10 897	11 260	10 897	7 961	2 611	1 802	1 782	3 112	3 358	74 447
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	7.14	10.62	13.77	16.85	17.41	16.85	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	113.7
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	17.07	21.23	14.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	52.8

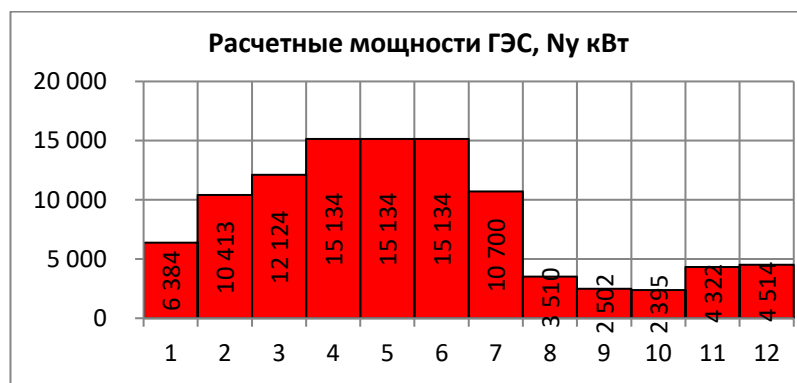


Рис. 2.43

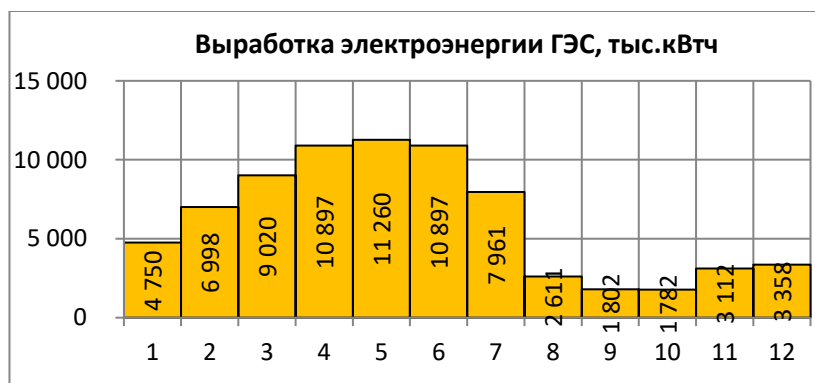


Рис. 2.44

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для маловодного года (75% обеспеченности).

Таблица 2.28

маловодный год Р, %75 (У.1935)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.83	2.43	2.37	6.50	6.50	6.50	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	3.50
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.64	5.42	2.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.2	1.3	1.3	9.4	9.4	9.4	3.5	1.2	2.0	3.2	1.1	0.5	9.4
Расчетные напоры ГЭС, м	286.8	285.7	285.7	277.6	277.6	277.6	283.5	285.8	285.0	283.8	285.9	286.5	277.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	2 008	5 833	5 685	15 134	15 134	15 134	9 443	5 515	7 144	9 028	5 345	3 745	15 134
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	1 494	3 920	4 229	10 897	11 260	10 897	7 026	4 103	5 144	6 717	3 848	2 786	72 320
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	2.24	5.89	6.35	16.85	17.41	16.85	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	110.2
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	1.67	14.53	7.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.3

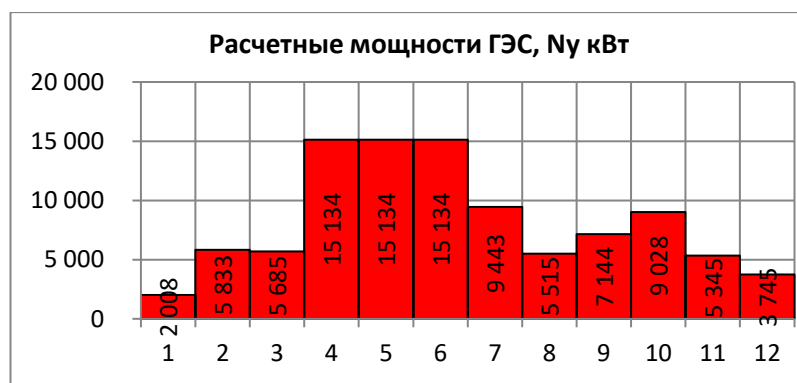


Рис. 2.45

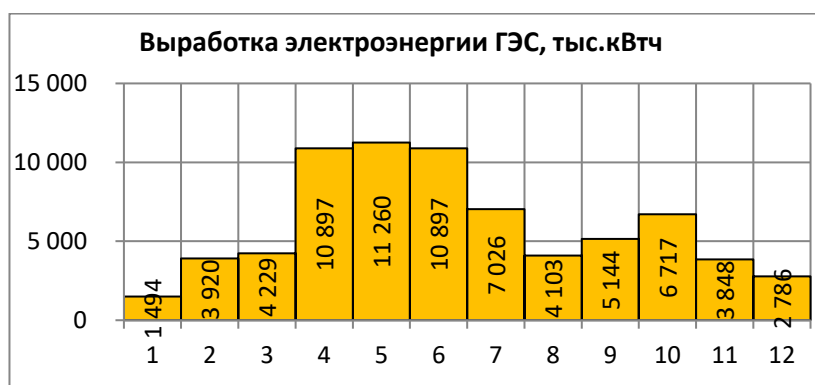


Рис. 2.46

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для очень маловодного года (90% обеспеченности).

Таблица 2.29

оч. маловодный год Р, %90 (У.1969)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	6.50	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.16
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	2.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.5	0.2	1.7	7.8	9.4	5.8	3.9	0.9	0.2	2.0	1.2	1.7	9.4
Расчетные напоры ГЭС, м	286.5	286.8	285.3	279.2	277.6	281.2	283.1	286.1	286.8	285.0	285.8	285.3	277.6
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	3 510	2 180	6 617	13 902	15 134	12 003	9 898	4 791	2 266	7 207	5 663	6 701	15 134
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	2 611	1 465	4 923	10 009	11 260	8 642	7 364	3 565	1 632	5 362	4 078	4 986	65 897
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	17.41	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	100.2
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	7.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.83

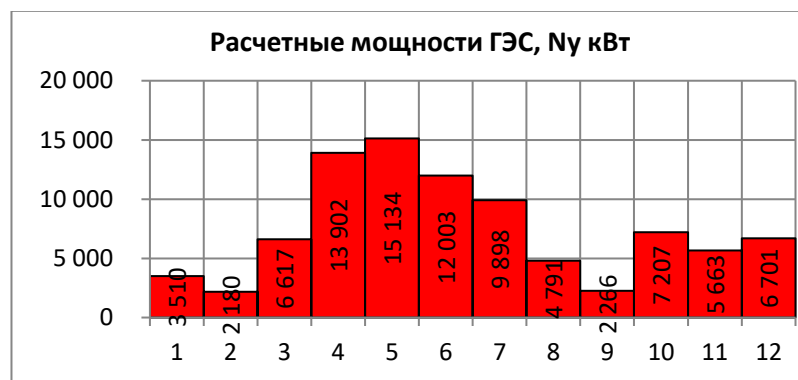


Рис. 2.47

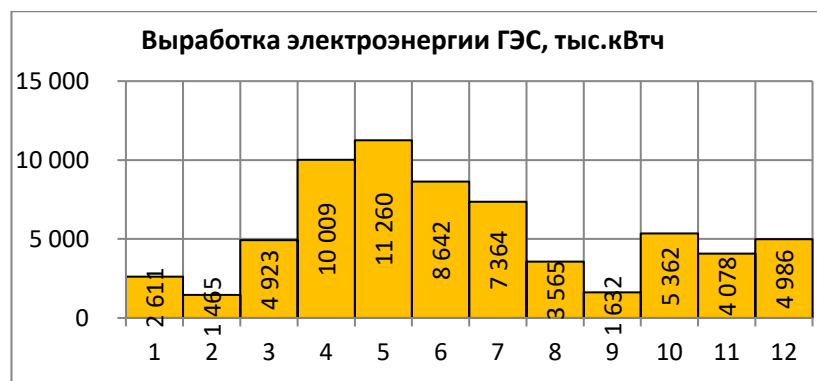


Рис. 2.48

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднегодового года.

Таблица 2.30

Среднегодовой параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы реки за вычетом экологических, м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Свободные расходы в створе головного узла, м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы проходящие через ГЭС, м ³ /с	2.25	2.61	4.22	6.39	6.46	6.08	4.51	3.17	2.93	3.89	3.43	2.94	4.07
Расходы в реке (включая экологические), м ³ /с	0.10	0.11	0.32	4.20	5.91	2.38	0.36	0.19	0.12	0.34	0.28	0.10	1.20
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	1.7	2.1	4.5	9.1	9.3	8.4	5.0	2.9	2.5	4.1	3.4	2.6	9.3
Расчетные напоры ГЭС, м	285.3	284.9	282.5	277.9	277.7	278.6	282.0	284.1	284.5	282.9	283.6	284.4	277.7
Расчетные мощности ГЭС, Н _у кВт	5 349	6 197	9 947	14 902	15 038	14 193	10 637	7 509	6 955	9 184	8 114	6 984	15 038
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	3 980	4 164	7 400	10 729	11 188	10 219	7 914	5 587	5 007	6 833	5 842	5 196	84 059
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м ³	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м ³	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток проходящий через ГЭС, млн.м ³	6.02	6.31	11.29	16.58	17.29	15.76	12.08	8.49	7.59	10.43	8.90	7.89	128.6
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м ³	0.28	0.26	0.86	10.88	15.83	6.18	0.97	0.50	0.32	0.92	0.72	0.27	38.0

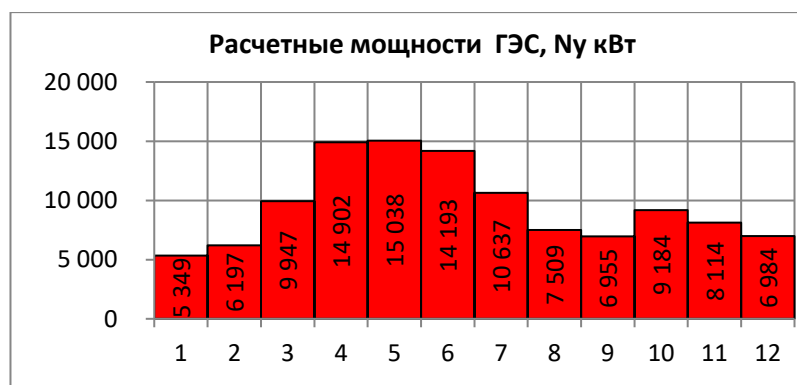


Рис. 2.49

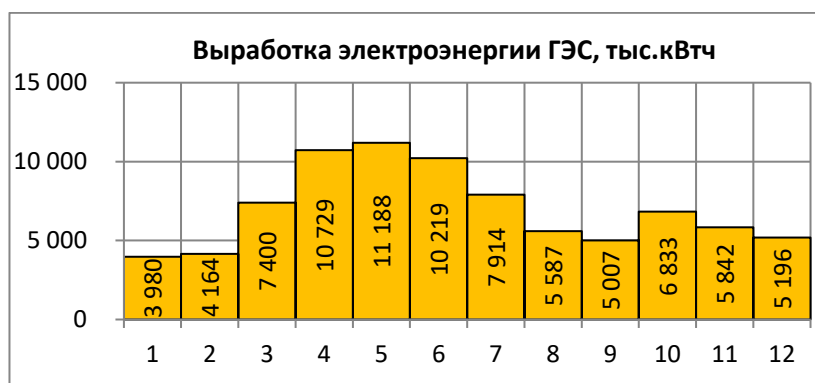


Рис. 2.50

ветка Рицеула

Потери напора в трубопроводе при расчетном расходе $2.78 \text{ м}^3/\text{сек}$ с учетом потерь по длине и местных потерь составляют 20.55 м .

Потери напора на трение по длине по Идельчику стр.52 и Киселеву стр.31-33
по абсолютной шероховатости по формуле А.Д.Альтуля

Участок №1	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	2.78		
Диаметр или высота трубы, м	d	0.9		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	480		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_s	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A=\pi d^2/4$	0.64		
Смоченный периметр, м	$p=\pi d$	2.83		
Гидравлический радиус, м	$R=A/p$	0.23		
Гидравлический диаметр, м	$D_r=4 \cdot R$	0.90		
Скорость потока, м/сек	$v=Q/A$	4.37		
Число Рейнольдса	$Re=vD_r/\nu$	3002210.3	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^*=k_s/D_r$	0.00167	$n=(\lambda R^{1/3}/(8g))^{1/2}$	0.0131
Коэффициент шероховатости	$n=k_s^{0.2}/19.6$	0.0139	by Manning $C=(R^{1/6})/n$	59.32
Коэффициент сопротивления	$\lambda=0.11(k_s/D_r+68/Re)^{0.25}$	0.0223	$\lambda=8g/C^2$	0.0223
Потери напора, м	$h_L=\lambda Lv^2/(2D_r g)$	11.576	$h_L=\lambda Lv^2/(2D_r g)$	11.576

Участок №2	Формулы	Данные		
Расход, $\text{м}^3/\text{сек}$	Q	2.78		
Диаметр или высота трубы, м	d	1		
Ширина, м	a	0		
Длина трубы, м	L	400		
Температура воды, $^{\circ}\text{C}$	t	10		
Абсолютная шероховатость, м	k_s	0.00150		
Кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{сек}$	ν	0.00000131		
Площадь сечения трубы, м^2	$A=\pi d^2/4$	0.79		
Смоченный периметр, м	$p=\pi d$	3.14		
Гидравлический радиус, м	$R=A/p$	0.25		
Гидравлический диаметр, м	$D_r=4 \cdot R$	1.00		
Скорость потока, м/сек	$v=Q/A$	3.54		
Число Рейнольдса	$Re=vD_r/\nu$	2701989.3	по коэфф. шероховатости	
Относительная шероховатость	$\Delta^*=k_s/D_r$	0.00150	$n=(\lambda R^{1/3}/(8g))^{1/2}$	0.0132
Коэффициент шероховатости	$n=k_s^{0.2}/19.6$	0.0139	by Manning $C=(R^{1/6})/n$	60.09
Коэффициент сопротивления	$\lambda=0.11(k_s/D_r+68/Re)^{0.25}$	0.0217	$\lambda=8g/C^2$	0.0217
Потери напора, м	$h_L=\lambda Lv^2/(2D_r g)$	5.553	$h_L=\lambda Lv^2/(2D_r g)$	5.553

Сводная таблица основных результатов приведена ниже.

Таблица 2.31

<u>Характерные годы</u>		Расчетная мощность	Годовая выработка	Используемый сток
		кВт	тыс.кВтч	млн.м ³
многоводный год (P=10%)	1953	5 870	15 052	25.4
средний год (P=50%)	1952	5 870	12 820	21.9
маловодный год (P=75%)	1935	5 870	9 598	16.2
очень маловодный год (P=90%)	1969	5 870	4 367	7.4
Среднемноголетний параметр		5 041	11 463	19.3

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для многоводного года (10% обеспеченности).

Таблица 2.32

многоводный год Р, %10 (У.1953)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.79	4.74	4.05	16.04	19.61	10.49	6.46	7.84	3.03	2.47	2.53	2.08	6.76
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.00	9.54	13.11	3.99	0.00	1.34	0.00	0.00	0.00	0.00	2.33
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.00	2.78	2.78	2.78	0.00	1.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.81
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	6.76	10.33	1.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.53
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.0	20.6	20.6	20.6	0.0	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	284.0	263.4	263.4	263.4	284.0	279.2	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	0	5 870	5 870	5 870	0	3 001	0	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	0	4 226	4 367	4 226	0	2 233	0	0	0	0	15 052
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	4.80	11.47	10.85	41.56	52.52	27.20	17.31	21.00	7.86	6.62	6.56	5.56	213.3
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	0.00	24.72	35.11	10.35	0.00	3.59	0.00	0.00	0.00	0.00	73.8
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	0.00	7.21	7.45	7.21	0.00	3.59	0.00	0.00	0.00	0.00	25.4
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	17.51	27.67	3.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.3

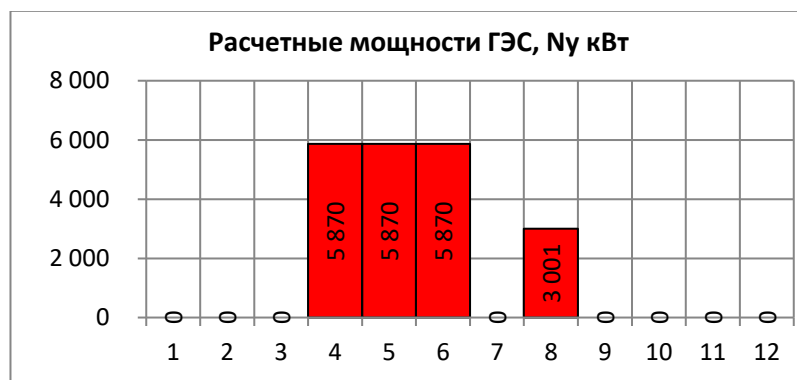


Рис. 2.51

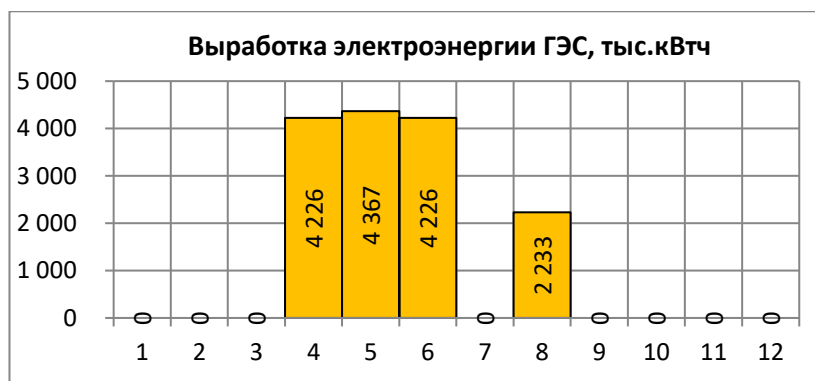


Рис. 2.52

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднего года (50% обеспеченности).

Таблица 2.33

средний год Р, %50 (У.1952)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	2.67	4.39	5.14	13.09	14.43	12.10	4.52	1.46	1.04	1.00	1.80	1.88	5.29
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.00	6.59	7.93	5.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.68
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.00	2.78	2.78	2.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.70
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	3.81	5.15	2.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.0	20.6	20.6	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	284.0	263.4	263.4	263.4	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	0	5 870	5 870	5 870	0	0	0	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	0	4 226	4 367	4 226	0	0	0	0	0	0	12 820
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	7.14	10.62	13.77	33.92	38.64	31.37	12.10	3.91	2.70	2.67	4.67	5.04	166.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	0.00	17.07	21.23	14.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	52.8
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	0.00	7.21	7.45	7.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.9
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	9.87	13.79	7.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.0

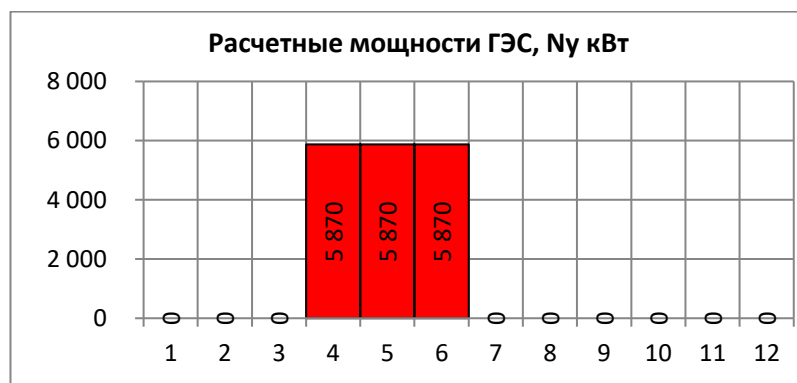


Рис. 2.53

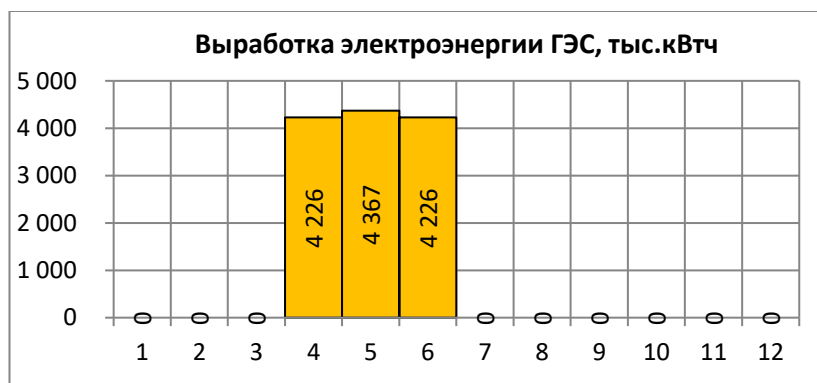


Рис. 2.54

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для маловодного года (75% обеспеченности).

Таблица 2.34

маловодный год Р, %75 (У.1935)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	0.83	2.43	2.37	7.14	11.92	9.24	3.97	2.30	2.99	3.79	2.23	1.56	4.23
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.00	0.64	5.42	2.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.00	0.64	2.78	2.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.51
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	2.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.22
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.0	1.1	20.6	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	284.0	282.9	263.4	264.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	0	1 460	5 870	5 805	0	0	0	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	0	1 051	4 367	4 180	0	0	0	0	0	0	9 598
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	2.24	5.89	6.35	18.52	31.94	23.96	10.64	6.16	7.75	10.16	5.78	4.17	133.5
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	0.00	1.67	14.53	7.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.3
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	0.00	1.67	7.45	7.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.2
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	7.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.1

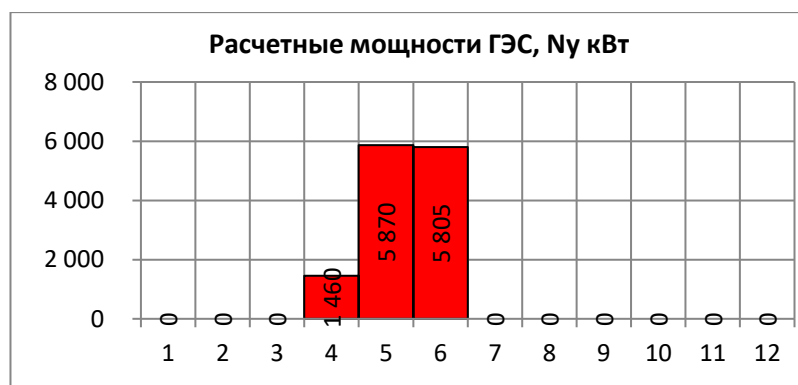


Рис. 2.55



Рис. 2.56

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для очень маловодного года (90% обеспеченности).

Таблица 2.35

оч. маловодный год Р, %90 (У.1969)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Расходы реки за вычетом экологических, м3/с	1.46	0.91	2.77	5.94	9.42	5.09	4.17	2.00	0.94	3.02	2.36	2.80	3.41
Свободные расходы в створе головного узла, м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	2.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24
Расходы проходящие через ГЭС, м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	2.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23
Расходы в реке (включая экологические), м3/с	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6
Расчетные напоры ГЭС, м	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	284.0	263.4
Расчетные мощности ГЭС, Ну кВт	0	0	0	0	5 870	0	0	0	0	0	0	0	5 870
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	0	0	0	0	4 367	0	0	0	0	0	0	0	4 367
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м3	3.91	2.19	7.41	15.39	25.24	13.19	11.16	5.35	2.44	8.08	6.12	7.50	108.0
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	7.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.8
Сток проходящий через ГЭС, млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	7.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.4
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.38

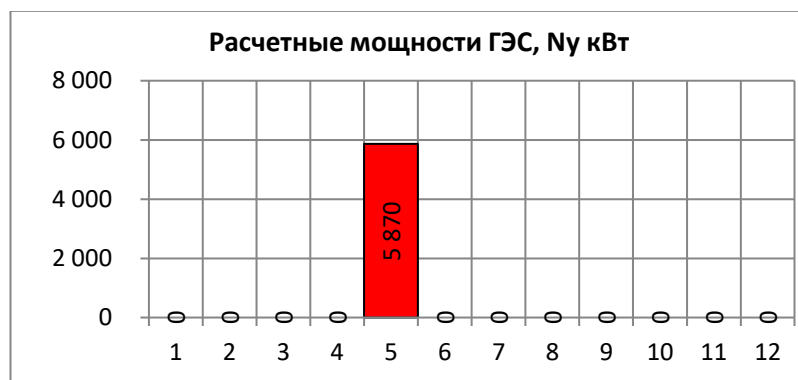


Рис. 2.57



Рис. 2.58

Ниже приведены расчеты водно-энергетических параметров ГЭС для среднегодового года.

Таблица 2.36

Среднегодовой параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Среднемесячные расходы в створе головного узла (за вычетом экологических), м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Расходы реки за вычетом экологических, м ³ /с	2.35	2.71	4.54	10.59	12.37	8.46	4.87	3.36	3.05	4.24	3.71	3.05	5.27
Свободные расходы в створе головного узла, м ³ /с	0.10	0.11	0.32	4.20	5.91	2.38	0.36	0.19	0.12	0.34	0.28	0.10	1.20
Расходы проходящие через ГЭС, м ³ /с	0.08	0.09	0.27	1.95	2.38	1.44	0.27	0.17	0.09	0.29	0.22	0.10	0.61
Расходы в реке (включая экологические), м ³ /с	0.03	0.02	0.06	2.24	3.53	0.94	0.09	0.02	0.03	0.06	0.06	0.00	0.59
Расчетные потери напора в трубопроводе, м	0.4	0.5	1.4	13.4	16.8	9.5	1.4	1.0	0.5	1.7	1.2	0.6	16.8
Расчетные напоры ГЭС, м	283.6	283.5	282.6	270.6	267.2	274.5	282.6	283.0	283.5	282.3	282.8	283.4	267.2
Расчетные мощности ГЭС, Н _у кВт	164	186	583	4 160	5 041	3 079	590	362	198	620	479	219	5 041
Выработка электроэнергии ГЭС, тыс.кВтч	122	125	433	2 995	3 750	2 217	439	269	143	462	345	163	11 463
Сток по месяцам в створе головного узла, млн.м ³	6.30	6.56	12.15	27.45	33.12	21.93	13.05	8.99	7.91	11.35	9.62	8.16	166.6
Сток свободных расходов в створе гол.-го узла (за вычетом экологических), млн.м ³	0.28	0.26	0.86	10.88	15.83	6.18	0.97	0.50	0.32	0.92	0.72	0.27	38.0
Сток проходящий через ГЭС, млн.м ³	0.20	0.21	0.71	5.07	6.36	3.73	0.73	0.45	0.24	0.77	0.57	0.27	19.3
Сток расходов в реке (включая экологический), млн.м ³	0.07	0.05	0.15	5.81	9.47	2.44	0.24	0.05	0.08	0.15	0.15	0.00	18.7

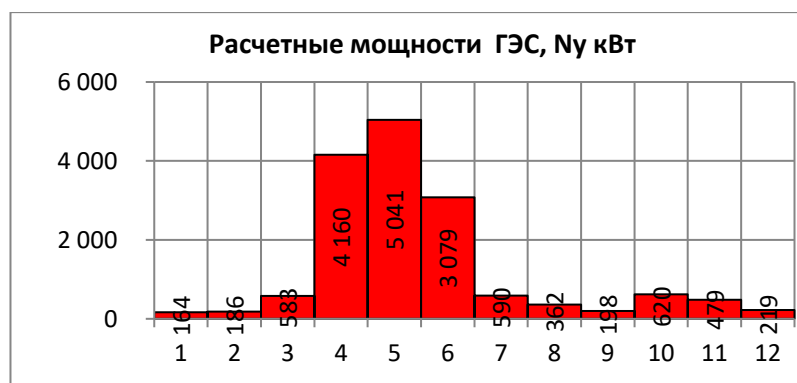


Рис. 2.59

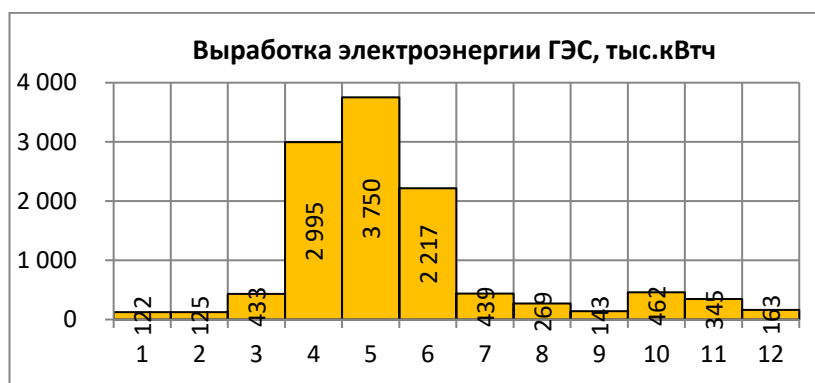


Рис. 2.60

2.5. Сравнение результатов при различных сценариях

Для сравнения результатов расчета по обеим веткам и при различных случаях, ниже приведены таблицы 2.37, 2.38, 2.39.

Таблица 2.37

Ветка Рача			“проектное” существующее состояния ГЭС		Замена агрегатов ветки Рача на один агрегат Пельтон		Оценка после переподключения одного агрегата Пельтон к ветке Рача без замены агрегатов		Увеличение расчетного расхода ветки Рача до 6.5м³/сек без перераспределения	
			N	E	N	E	N	E	N	E
многоводный год Р, %	10	1953	10 588	72 498	11 211	76 762	14 273	85 990	15 134	91 111
средний год Р, %	50	1952	10 588	61 577	11 211	65 199	14 273	70 266	15 134	74 447
маловодный год Р, %	75	1935	10 588	58 799	11 211	62 258	14 273	68 258	15 134	72 320
оч. маловодный год Р, %	90	1969	10 588	54 186	11 211	57 373	14 273	62 220	15 134	65 897

Таблица 2.38

Ветка Рицеула			“проектное” существующее состояния ГЭС		Замена агрегатов ветки Рача на один агрегат Пельтон		Оценка после переподключения одного агрегата Пельтон к ветке Рача без замены агрегатов		Увеличение расчетного расхода ветки Рача до 6.5м³/сек без перераспределения	
			N	E	N	E	N	E	N	E
многоводный год Р, %	10	1953	5 870	20 026	5 870	20 026	2 519	7 376	5 870	15 052
средний год Р, %	50	1952	5 870	13 500	5 870	13 500	2 519	5 502	5 870	12 820
маловодный год Р, %	75	1935	5 870	13 724	5 870	13 724	2 519	4 755	5 870	9 598
оч. маловодный год Р, %	90	1969	5 870	9 780	5 870	9 780	2 519	1 874	5 870	4 367

Таблица 2.39

ГЭС «Рача-Рицеула»			“проектное” существующее состояния ГЭС		Замена агрегатов ветки Рача на один агрегат Пельтон		Оценка после переподключения одного агрегата Пельтон к ветке Рача без замены агрегатов		Увеличение расчетного расхода ветки Рача до 6.5м³/сек без перераспределения	
			N	E	N	E	N	E	N	E
многоводный год Р, %	10	1953	16 458	92 524	17 081	96 788	16 792	93 366	21 004	106 163
средний год Р, %	50	1952	16 458	75 077	17 081	78 699	16 792	75 768	21 004	87 267
маловодный год Р, %	75	1935	16 458	72 523	17 081	75 982	16 792	73 013	21 004	81 918
оч. маловодный год Р, %	90	1969	16 458	63 966	17 081	67 153	16 792	64 094	21 004	70 264

Таким образом, по отношению к проектному-существующему состоянию:

- простая замена агрегатов ветки Рача приводит к увеличению годовой выработки на 3 622тыс.кВтч и мощности на 623кВт;
- переподключение одного из агрегатов Пельтон к ветке Рача приводит к увеличению годовой выработки на 691тыс.кВтч и мощности на 334кВт;
- замена агрегатов ветки Рача на новые с увеличением расхода до 6.5м³/сек приводит к увеличению годовой выработки на 12млн.кВтч и повышению мощности на 4546кВт;

Все расчеты подлежат уточнению на стадии рабочего проектирования, как с точки зрения гидрологических изысканий, так и с точки зрения инструментальных замеров фактических высотных и плановых размеров сооружений входящих в состав ГЭС Рача-Рицеула.

Так же важно отметить, что расчетный напор ГЭС ориентировочно на 10-12м выше, чем напор турбин согласно предоставленным со стороны Заказчика данным.

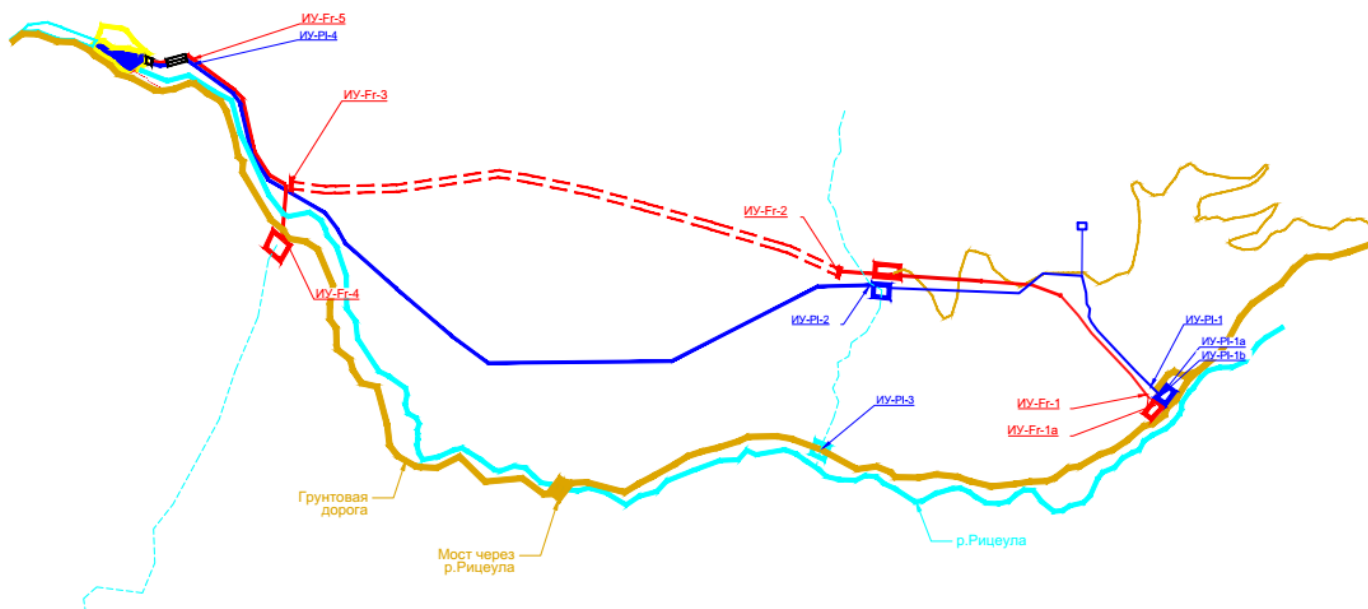
Также для сравнения ниже приведены данные по фактической выработке на обеих ветках.

N	Наименование	Годы							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Рача	53 283 510	36 744 624	38 512 908	40 241 124	36 530 524	40 187 656	40 405 972	29 591 981
2	Рицеула	16 111 325	9 138 312	10 266 968	14 433 262	16 144 442	24 071 116	13 689 799	23 408 079
3	Итого	69 394 835	45 882 936	48 779 876	54 674 386	52 674 966	64 258 772	54 095 771	53 000 060

Из сравнения видно, что ветка Рицеула в основном оправдывает свою работу и находится в зоне спрогнозированных значений, а также (видимо) в некоторые годы берет на себя также некоторую воду от ветки Рача. Что же касается ветки Рача, очевидно, что агрегаты работают с низкой производительностью, что видно даже в изменениях в течении 2018-2025 годов. Это еще раз подтверждает неисправность оборудования ветки Рача.

3. ОСНАЩЕНИЕ ГЭС РАЧА-РИЦЕУЛА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ УЧАСТКАМИ (ИУ)

Генеральный план-схема по оснащению гидротехнических узлов ГЭС «Рача-Рицеула» измерительными участками (ИУ) для коммерческого и технологического учёта расхода воды



3.1. Введение и концепция

На основании проведённого анализа эксплуатационной схемы головного узла ГЭС «Рача-Рицеула» и требований Заказчика сформирована комплексная логика размещения измерительных участков (ИУ). Система измерения построена по принципу раздельного и каскадного учёта для двух технологически независимых, но территориально связанных электростанций:

- ГЭС «Рача» – 2 агрегата с турбинами типа Фрэнсис (обозначение ИУ-Fr).
- ГЭС «Рицеула» – 3 агрегата с турбинами типа Пелтон (обозначение ИУ-Pl).

Ключевая задача: создание системы измерения, обеспечивающей как общий расход на каждую ГЭС, так и, при наличии технической возможности, расход через индивидуальные турбины для:

- Коммерческого учёта выработки энергии.
- Оптимизации КПД гидроагрегатов.
- Диагностики состояния водоводов.
- Калибровки и взаимной проверки показаний.

3.2. Технический анализ и предлагаемое решение

3.2.1. Анализ существующей схемы и задач

1. Исходная схема представляет две независимые гидросистемы, питаемые через открытые водоводы. Сформулированы следующие технические задачи измерения:
2. Точное определение расхода на каждый гидроагрегат (или группу) для коммерческого расчета энергии.
3. Измерение общего расхода на входе в каждое здание ГЭС для контроля распределения воды.
4. Контроль расхода в открытых водоводах для составления баланса воды.
5. Минимизация строительно - монтажных работ на существующих сооружениях.

3.3. Рекомендуемая схема размещения Измерительных Участков (ИУ)

Решение построено по принципу двухуровневой системы, использующей оптимальные технологии для разных условий.

3.3.1. Уровень 1: Высокоточный учет на напорных трубопроводах

Технология: Ультразвуковые накладные (clamp-on) или врезные расходомеры. ИУ-Fr-1: на главном напорном трубопроводе «ГЭС Рача» (2 агрегата Фрэнсис). Основной узел коммерческого учета.

- ИУ-Fr-1a (Опция): на отводе к одному агрегату Фрэнсис. Позволяет измерять расход на одном агрегате и служит для калибровки и верификации основного узла ИУ-Fr-1 (методом нулевого расхода).
- ИУ-PI-1: на главном напорном трубопроводе «ГЭС Рицеула» (3 агрегата Пелтон). Основной узел коммерческого учета.

3.3.2. Уровень 2: Балансовый и технологический учет на открытых сооружениях

Технология: Комбинированные радарные уровнемеры-расходомеры (методика «площадь-скорость»). Оптимальны для неидеальных сечений открытых русел.

- Ключевые точки: Головные узлы «ГЭС Рача» и «ГЭС Рицеула», входной и выходной портал безнапорного тоннеля (для мониторинга протечек).
- Прочие узлы: Водоприемник Хэдетури, узел боковой приточности, отстойники, уравнильный резервуар.

3.4. Сравнительный анализ технологий и рекомендации по выбору расходомеров для напорных трубопроводов

1. Для коммерческого учета (ИУ-Fr-1, ИУ-PI-1) рекомендуется технология многолучевых ультразвуковых врезных расходомеров Time-of-Flight. Это инвестиция в долгосрочную надежность и минимальный риск ошибок.
2. Для принятия обоснованного решения целесообразно запросить коммерческие предложения у ведущих производителей (например, Siemens, KROHNE, Endress+Hauser, Fuji Electric) на три варианта:
 - Вариант А: Многолучевые врезные ToF расходомеры (напр., Rittmeyer, Accusonic 8510+). «Золотой стандарт» в мировой гидроэнергетике.
 - Вариант Б: Многолучевые накладные (Clamp-On) ToF расходомеры (напр., Siemens FSS200, KROHNE OPTISONIC 3400).
 - Вариант В: Однолучевые Clamp-On ToF расходомеры (более экономичные модели тех же брендов).
3. Сравнительный анализ предложений по цене и заявленным характеристикам точности позволит выбрать оптимальное решение в рамках выделенного бюджета.

Метод	Описание	Недостатки / Риски	Рекомендация для проекта
1. Однолучевой Doppler Clamp-On	Измерение средней скорости по оси трубы. Низкая стоимость. Наличие взвешенных частиц.	Низкая точность ($\pm 4-5\%$), чувствительность к профилю потока. Только для технологического контроля.	Не рекомендуется для коммерческого учета.
2. Однолучевой Time-of-Flight (ToF) Clamp-On	Принцип ToF с одним лучом. Средняя стоимость.	Средняя точность ($\pm 3-4\%$), зависит от условий (прямые участки, профиль). Требуется калибровка.	Компромиссный вариант при ограниченном бюджете. Требуется анализ условий монтажа.
3. Многолучевые акустические врезные (Insertion) Time-of-Flight (ToF)	Ультразвуковой, времяимпульсный. Монтаж акустических преобразователей сквозь стенку трубопровода. Наивысшая точность.	Требуется опорожнение водовода или снижения давления для врезки под давлением до 0,2 МПа. Наиболее высокая начальная стоимость среди технологий, которая окупается за счет высочайшей точности ($\pm 0,3-0,5\%$) и надёжности.	«Золотой стандарт» в мировой гидроэнергетике. Соответствие стандарту IEC60041 для энергетических испытаний гидротурбин. Задача повышения КПД гидротурбин решается с максимальной эффективностью.
4. Многолучевой Time-of-Flight (ToF) Clamp-On (рекомендуемый)	Ультразвуковой, времяимпульсный, многолучевой. Монтаж акустических преобразователей без врезки, на внешнюю стенку трубопровода.	Требуется частое обслуживание. Приемлемая точность ($\pm 1-2\%$)	ПРИОРИТЕТНАЯ РЕКОМЕНДАЦИЯ для ИУ-Fr-1, ИУ-PI-1. Обеспечивает надежность и точность.

3.4.1. Комбинированные радарные уровнемеры-расходомеры для открытых сооружений

Принцип работы и преимущества:

Принцип: FMCW-радар для измерения уровня + Доплеровский радар для измерения скорости поверхности воды.

Метод: Прямое определение расхода по формуле $Q=V \cdot S$, где площадь живого сечения (S) вычисляется на основе уровня (H) и введенной в датчик геометрии русла.

Применимость: Идеальное решение для неидеальных, изменяющихся сечений, где применение стандартных гидравлических формул ненадежно.

Требуемые технические параметры:

Параметр	Значение / Требование	Обоснование
Точность измерения уровня	± 2 мм	Высокая точность необходима для корректного расчета площади сечения, особенно в каналах.
Точность измерения скорости	± 0.01 м/с или $\pm 1\%$ от значения	Позволяет точно определять расход даже при низких скоростях течения.
Диапазон измерений	Уровень: 0-20 м, Скорость: 0.1 – 4.5 м/с	Покрывает все возможные гидрологические условия на объектах ГЭС.
Функциональные возможности	Встроенный вычислитель расхода с возможностью программирования нескольких профилей русла.	Автономная работа, передача готового значения расхода по цифровому интерфейсу.
Класс защиты	IP66 / IP67	Надежная работа на открытом воздухе в любых погодных условиях (дождь, снег, мороз).
Интерфейсы связи	Аналоговые выходы (4-20 мА для Q и H), Цифровые (RS-485 Modbus RTU)	Интеграция в общую систему SCADA для формирования единой базы данных и визуализации водного баланса.
Материал корпуса	Алюминий или нержавеющая сталь с полимерным покрытием	Устойчивость к коррозии и ультрафиолетовому излучению.
Температурный диапазон	$-40^{\circ}\text{C} \dots +80^{\circ}\text{C}$	Работа в условиях высокогорья.
Питание	24 В DC или 110/230 В AC	Стандартные параметры питания.

3.5. Основные технические параметры и требования к оборудованию

Параметр	Для напорных трубопроводов (УЗ Clamp-On, многолучевой ToF)	Для открытых сооружений (Радарный уровнемер-расходомер)
Точность	$\pm 0.5\%$ от скорости	Уровень: ± 2 мм. Скорость: $\pm 1\%$.
Диапазон	Скорость: 0.1 – 10 м/с	Уровень: 0-20 м. Скорость: 0.1 – 4.5 м/с.

Параметр	Для напорных трубопроводов (УЗ Clamp-On, многолучевой ToF)	Для открытых сооружений (Радарный уровнемер-расходомер)
Защита	Датчики: IP68, Блок: IP65	IP66/IP67
Интерфейсы	4-20 мА, RS-485 Modbus, импульсный выход	4-20 мА (для Q и H), RS-485 Modbus
Ключевое требование для точности	—	Точная топографическая съёмка профиля русла для ввода геометрических данных в вычислитель датчика.

Технические требования к оборудованию

Комбинированные радарные датчики для открытых сооружений

- Принцип: FMCW-радар (уровень) + Доплеровский радар (скорость).
- Требуемые параметры: Точность уровня ± 2 мм; точность скорости $\pm 1\%$; встроенный вычислитель расхода; IP66/67; выходы 4-20 мА, RS-485.

3.6. Заключение и дальнейшие шаги

- Техническая реализуемость: Предложенное комплексное решение (многолучевые УЗ расходомеры на напорных линиях и комбинированные радарные датчики на открытых каналах) является технически оптимальным и учитывает все ограничения действующих сооружений.
- Экономический эффект: Инвестиции окупятся за счет повышения точности коммерческого учета, возможности оптимизации КПД агрегатов и снижения эксплуатационных рисков.
- Критический фактор: Точность измерений на открытых каналах напрямую зависит от качественной первичной гидрометрической съемки русел, что должно быть отражено в проектной документации.

Для перехода к следующей стадии проектирования и закупок необходимо:

- Утверждение настоящей Концепции Заказчиком.
- Проведение выездного технического обследования силами проектировщика с участием представителя Заказчика для:
 - Уточнения условий монтажа на каждом объекте (доступность, состояние поверхностей, длина прямых участков, наличие питания и связи).
 - Проведения предварительных замеров сечений открытых русел.
 - Составления фотофиксации и эскизов.

- Разработка и согласование Рабочего проекта (РП), который будет включать:
 - Монтажные схемы и чертежи.
 - Точные спецификации оборудования.
 - Кабельный журнал.
 - Схемы подключения к системе АСУ ТП (SCADA).
 - Программу и методику пуско-наладки и ввода в эксплуатацию.
 - Сметную документацию на основании выбранных моделей оборудования.

После выполнения этих шагов можно будет приступить к подготовке тендерной документации и процедуре закупки оборудования.

3.7. Ориентировочная стоимость

3.7.1 Ориентировочная стоимость проектных работ (в долларах США)

Вид работ *	Стоимость	Примечания
Разработка концепции и технико-коммерческого предложения	1 500-2 000	Уже выполнено
Разработка проекта	10 000 – 15 000	Включает схемы, спецификации, сметы, интеграцию в SCADA
Итого по проекту (ориентир)	12 000 – 17 000	Без учета стоимости оборудования

*Стоимость выездного обследования не включена

3.7.2. Ориентировочная стоимость монтажных и пусконаладочных работ (в долларах США)

Вид работ	Стоимость	Примечания
Монтаж УЗ-расходомеров Clamp-On (напорные трубопроводы)	1 200-1 500 за точку	Зависит от доступа, диаметра трубы, длины кабелей
Монтаж УЗ-расходомеров с врезными преобразователями (напорные трубопроводы)	2000-2500 за точку	Зависит от доступа, диаметра трубы, длины кабелей
Монтаж радарных уровнемеров-расходомеров (открытые каналы)	800 – 1 000 за точку	Требуется установка кронштейнов, прокладка кабелей, настройка
Прокладка кабельных линий, подключение к SCADA	3 000 – 5 000 общая	Зависит от расстояний, способа прокладки (кабельные каналы, воздушные линии и т.д.)
Пуско-наладка, программирование, обучение персонала	5 000 – 7 500	Включает калибровку, интеграцию, составление актов
Итого по монтажу и ПНР (ориентир)	10 000 – 15 000	Без учёта оборудования и проектных работ

3.7.3. Ориентировочная стоимость расходомеров европейского производства (в долларах США, за единицу)

3.7.3.1 Ультразвуковые многолучевые расходомеры (ToF)

Для напорных трубопроводов (ИУ-Fr-1, ИУ-PI-1)

Производитель / Модель	Тип	Диапазон цен	Примечания
Siemens FSS200 (или аналоги)	Многолучевой накладной (Clamp-On)	12 000 – 25 000	Высокая точность, многолучевая технология
KROHNE OPTISONIC 3400	Многолучевой накладной (Clamp-On)	10 000 – 22 000	Надёжность, хорошая поддержка
Endress+Hauser Prosonic Flow B200	Многолучевой накладной (Clamp-On)	8 000 – 18 000	Компактный блок, удобный монтаж
Fuji Electric FLB	Многолучевой накладной (Clamp-On)	7 000 – 15 000	Экономичный вариант с хорошей точностью
Rittmeyer	Многолучевой врезной	20 000 – 25 000	Высокая точность и надёжность. Больше число мировых реализаций на объектах гидроэнергетики. Разработан специально для турбинных водоводов ГЭС.
Accusonic 8510+	Многолучевой врезной	15 000 – 20 000	Высокая точность и надёжность. Больше число мировых реализаций на объектах гидроэнергетики. Разработан специально для турбинных водоводов ГЭС.
НКФ-Волга (Россия)	Многолучевой врезной	4 000 – 10 000	Российский аналог. Основные преимущества: <ul style="list-style-type: none"> • Значительно более низкая цена • Поддержка русского языка в ПО • Возможна адаптация под специфические требования Риски: <ul style="list-style-type: none"> • Возможные сложности с гарантийным обслуживанием в Армении/Грузии • Возможные ограничения из-за санкций (логистика, платежи)
Минимальный вариант		От 4 000	Точность $\pm 0,5$ –1%, базовые функции
Максимальный вариант		До 25 000	Высокая точность ($\pm 0,2$ –0,5%), расширенные интерфейсы, взрывозащита

3.7.3.2. Комбинированные радарные уровнемеры-расходомеры для открытых сооружений (обновлённый список)

Принцип работы и преимущества: Принцип: FMCW-радар для измерения уровня + Доплеровский радар для измерения скорости поверхности воды. Метод: Прямое определение расхода по формуле $Q = V \cdot S$, где площадь живого сечения

(S) вычисляется на основе уровня (H) и введенной в датчик геометрии русла.
 Применимость: Идеальное решение для неидеальных, изменяющихся сечений, где применение стандартных гидравлических формул ненадежно.

Производитель / Модель	Диапазон цен	Ключевые особенности для проекта
VEGA (Германия) VEGAPULS WL 61/62 + VEGAPULS C21 или серия 80	4 000 – 9 000\$	Высокая надёжность, точность ± 2 мм, отличная защита (IP68), встроенный вычислитель. Идеальны для сложных погодных условий.
Siemens (Германия) Sitrans LR250, Sitrans LR560	3 500 – 8 500\$	Лёгкая интеграция в системы Siemens SCADA (PCS7, WinCC), хорошая точность, устойчивость к помехам.
Endress+Hauser (Швейцария/Германия) Micropilot FMR10, FMR20	3 000 – 7 500\$	Компактность, простота настройки, встроенные диагностические функции, хорошее соотношение цена/качество.
KROHNE (Германия) OPTIWAVE 6300, 6500	4 500 – 10 000\$	Высокий класс защиты (IP67), точные измерения при волнении, возможность измерения очень низких скоростей.
KISTERS (Германия) Сенсорные решения на базе радарной технологии (часто в составе измерительных постов)	4 500 – 12 000\$	Особенность: Часто поставляют не просто датчик, а готовый измерительный пост с радарным датчиком, кронштейном, защитным кожухом и предварительно настроенным вычислителем, оптимизированным для гидрометрии. Фокус на долгосрочную стабильность и верифицируемую точность для коммерческого учёта.
Волга-НКФ (Россия) / Радарные уровнемеры или УЗ-системы для открытых каналов	2 500 – 6 000\$	Российский аналог. Особенности: <ul style="list-style-type: none"> • Низкая стоимость • Адаптированы под СНГ-рынок • Поддержка русского языка в интерфейсе. • Измерение и скорости и глубины бесконтактными радарными датчиками • Поддержка вычисления расхода при сложной форме поперечного сечения в русле • Риски: • Ограниченный опыт применения для коммерческого учёта в гидроэнергетике
Fuji Electric (Япония) Серия FVR	2 800 – 6 000\$	Экономичный вариант с хорошими базовыми характеристиками. Точность немного ниже (± 3 -5 мм), но достаточна для технологического контроля.
Минимальный вариант (бюджетный)	От 2 800\$	Базовые функции, точность уровня ± 3 -5 мм, скорость ± 2 -3%. Для второстепенных балансовых точек.
Максимальный вариант (премиум)	До 12 000\$	Высшая точность (уровень ± 1 мм, скорость $\pm 0.5\%$), взрывозащита (Ex), расширенные интерфейсы (Ethernet/IP, PROFINET), встроенная диагностика и термокомпенсация.

4. ОСНОВНЫЕ ОБЪЕМЫ РАБОТ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ

Ниже приведены локальные ведомости основных объемов работ по реконструкции гидротехнических сооружений и их ориентировочные стоимости по предлагаемым выше пунктам.

Демонтаж, выломка и перевозка строительного мусора не учтены. Место отвала мусора должно быть уточнено с местными властями. Цены без учета НДС.

Ремонтные работы по восстановлению целостности бетонных поверхностей будут вычислены на следующих этапах проектирования.

Дополнительный промывник

Н.п.	Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Стоимомть единицы \$US	Стоимость работ тыс. \$US
1	2	3	4	6	7
1.1	Земляные работы				
1.1.1	Разработка грунта	м ³	750	5	3.8
1.1.2	Обратная засыпка с уплотнением	м ³	750	8	6.0
1.1.3	Очистка русла от наносов	м ³	5300	5	26.5
1.2	Бетонные и ж/б работы				
1.2.1	Бет. подготовка класса В15	м ³	170	100	17.0
1.2.2	Ж/бетон класса В20 W6	м ³	675	150	101.3
1.2.3	Арматура кл. А500с, А240	т	48	1000	48.0
1.3	Стальные конструкции				
1.3.1	Затвор ГК 3.0х3.0 -7	шт	2	5000	10.0
Всего					212.5
Непредвиденные работы - 10%					21.3
Всего					233.8

Новый объединенный отстойник (Рекомендуется)

Н.п.	Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Стоимомть единицы \$US	Стоимость работ тыс. \$US
1	2	3	4	6	7
1.1	Земляные работы				
1.1.1	Разработка грунта	м ³	4110	5	20.6
1.1.2	Обратная засыпка с уплотнением	м ³	1580	8	12.6
1.2	Бетонные и ж/б работы				
1.2.1	Бет. подготовка класса В15	м ³	120	100	12.0
1.2.2	Ж/бетон класса В20 W6	м ³	1420	150	213.0
1.2.3	Арматура кл. А500с, А240	т	105.8	1000	105.8
1.3	Прочие работы				
1.3.1	Затвор	комп.	6	3000	18.0
1.3.2	Устройство автоматической очистки	комп.	1	30000	30.0
1.3.3	Металлоконструкции	т	16.5	1500	24.8
Всего					436.7
Непредвиденные работы - 10%					43.7
Всего					480.4

Коллекторный бассейн (альтернатива отстойнику)

Н.п.	Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Стоимомть единицы	Стоимость работ
				\$US	тыс. \$US
1	2	3	4	6	7
1.1	Земляные работы				
1.1.1	Разработка грунта	м ³	1970	5	9.9
1.1.2	Обратная засыпка с уплотнением	м ³	788	8	6.3
1.2	Бетонные и ж/б работы				
1.2.1	Бет. подготовка класса В15	м ³	66	100	6.6
1.2.2	Ж/бетон класса В20 W6	м ³	571	150	85.7
1.2.3	Арматура кл. А500с, А240	т	42.8	1000	42.8
Всего					151.2
Непредвиденные работы - 10%					15.1
Всего					166.3

* В данной ведомости не учтены многочисленные и разнообразные работы по ремонту существующих отстойников и их подводящих каналов.

Объединение веток деривации перед тунелем (вариант канала)

Н.п.	Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Стоимомть единицы	Стоимость работ
				\$US	тыс. \$US
1	2	3	4	6	7
1.1	Земляные работы				
1.1.1	Разработка грунта	м ³	1350	5	6.8
1.1.2	Гравийно-песчаная подготовка	м ³	255	15	3.8
1.1.3	Обратная засыпка с уплотнением	м ³	540	8	4.3
1.2	Бетонные и ж/б работы				
1.2.1	Ж/бетон класса В20 W6	м ³	1224	150	183.6
1.2.2	Арматура кл. А500с, А240	т	91.8	1000	91.8
Всего					290.3
Непредвиденные работы - 10%					29.0
Всего					319.3

Объединение веток деривации перед тунелем (вариант трубопровода)

Н.п.	Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Стоимомть единицы	Стоимость работ
				\$US	тыс. \$US
1	2	3	4	6	7
1.1	Земляные работы				
1.1.1	Разработка грунта	м ³	5560	5	27.8
1.1.2	Песчаный подготовительный слой	м ³	230	8	1.8
1.1.3	Защитная насыпь из полезной выемки с уплотнением	м ³	2160	8	17.3
1.1.4	Обратная засыпка с уплотнением	м ³	3170	8	25.4
1.2	Труба				
1.2.1	Ст. труба Ду=2000мм	т	405	1000	405.0
1.2.2	Гидроизоляция стальной трубы	м ²	2830	1	2.8
Всего					480.1
Непредвиденные работы - 10%					48.0
Всего					528.1

Очистная камера перед тунелем

Н.п.	Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Стоимомть единицы \$US	Стоимость работ тыс. \$US
1	2	3	4	6	7
1.1	Земляные работы				
1.1.1	Разработка грунта	м³	210	5	1.1
1.1.2	Обратная засыпка с уплотнением	м³	84	8	0.7
1.2	Бетонные и ж/б работы				
1.2.1	Бет. подготовка класса В15	м³	8.5	100	0.9
1.2.2	Ж/бетон класса В20 W6	м³	82	150	12.3
1.2.3	Арматура кл. А500с, А240	т	6.2	1000	6.2
1.3	Стальные конструкции				
1.3.1	Затвор ГК 3.0х3.0 -7	шт	1	5000	5.0
Всего					26.1
Непредвиденные работы - 10%					2.6
Всего					28.7

Объединенная новая напорная камера

Н.п.	Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Стоимомть единицы \$US	Стоимость работ тыс. \$US
1	2	3	4	6	7
1.1	Земляные работы				
1.1.1	Разработка грунта	м³	1210	5	6.1
1.1.2	Гравийно-песчаная подготовка, толщ. 30 см	м³	80	15	1.2
1.1.3	Обратная засыпка с уплотнением	м³	460	8	3.7
1.2	Бетонные и ж/б работы				
1.2.1	Ж/бетон класса В20 W6	м³	520	150	78.0
1.2.2	Арматура кл. А500с, А240	т	38.8	1000	38.8
1.3	Прочие работы				
1.3.1	Затвор	комп.	1	3000	3.0
1.3.2	Устройство автоматической очистки	комп.	1	30000	30.0
1.3.3	Металлоконструкции	т	18.9	1500	28.4
Всего					189.1
Непредвиденные работы - 10%					18.9
Всего					208.0

Анкерная опора (переподключение)

Н.п.	Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Стоимомть единицы \$US	Стоимость работ тыс. \$US
1	2	3	4	6	7
1.1	Земляные работы				
1.1.1	Разработка грунта	м³	120	5	0.6
1.1.2	Обратная засыпка с уплотнением	м³	48	8	0.4
1.2	Бетонные и ж/б работы				
1.2.1	Бет. подготовка класса В15	м³	6	100	0.6
1.2.2	Ж/бетон класса В20 W6	м³	110	150	16.5
1.2.3	Арматура кл. А500с, А240	т	3.3	1000	3.3
Всего					21.4
Непредвиденные работы - 10%					2.1
Всего					23.5

5. ПРИЛОЖЕНИЯ

5.1. Приложение 1 – Дополнительный промывник

Расчет параметров истечения из промывника

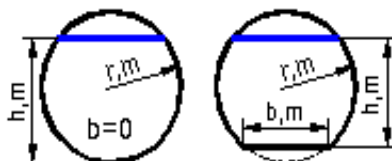
Ширина подводящего канала, м	4.60
Глубина в подводящем канале, м	4.50
Ширина отводящего канала, м	4.60
Глубина в отводящем канале, м	3.00
Ширина отверстия, м	3.00
Высота отверстия, м	3.00
Отношение площади отверстия к площади живого сечения подводящего потока, η	0.435
Коэффициент сжатия потока в отверстии, ϵ	0.635
Отношение площади отверстия к площади живого сечения отводящего потока, m	0.652
Коэффициент расхода, μ	0.899
Принятое значение коэффициента расхода, μ	0.65
Глубина от порога в верхнем бьефе, м, H_2	4.500
Глубина от верха отверстия в верхнем бьефе, м, H_1	1.500
Глубина от порога в нижнем бьефе, м, h_n	3.00
$\eta = h_n / H_2$	0.700
$\varphi = H_1 / H_2$	0.300
Степень затопления отверстия	Полузатоплено
Коэффициент подтопления, σ	0.679
Напор на отверстии, м, H , H_{cp} , Z	3.00
Расход через одно отверстие, м ³ /сек	30.47
Общий расход, м ³ /сек	60.94

5.2. Приложение 2 – Объединенный водовод – Вариант трубопровода

Freeflow tunnel or pipes. Calculation of filling and curve $Q=f(h/H)$

Initial data

k_e (m)	0.003	v	0.00000101
D (m)	2	L (m)	450
Q (cms)	6.50	i_b	0.002439
b (m)	0	Step d/H	0.05
$b/2r$	0.00	h_{loss} (m)	3.00
α (rad)	0.00	h_{bottom} (m)	0.000
h_b (m)	1.00	Q_{max} (cms)	7.05



Main results

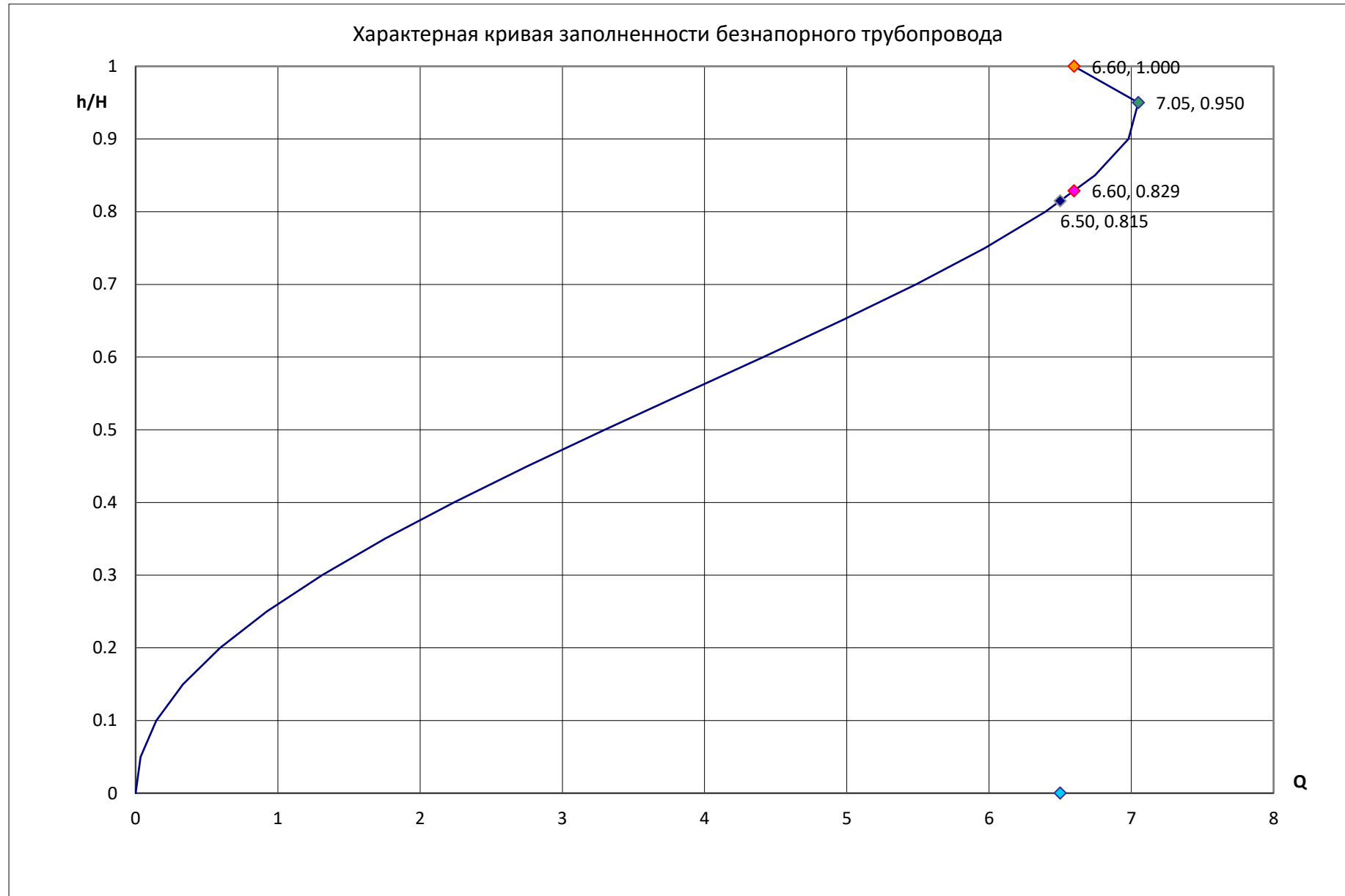
1.63	V_1 (m/s)	2.37	h_{o1}/H	0.815	$h/H_{ho2=0}$	0.829
0.00	V_2 (m/s)	0.00	h_{o2}/H	0.000	h/H_{Qmax}	0.950

Critical parameters

$\alpha Q^2/g$	4.7375	h_c	1.26	V_c	2.27
----------------	--------	-------	------	-------	------

Hydraulic detailed parameters

h/H	d/H	h (m)	h_{free} (m)	h_{freeen} (m)	h_{freeen}/r	β (rad)	B (m)	ω (sqm)	χ (m)	R (m)	Q (cms)	V (m/s)	Re	λ	h_{loss} (m)	ω^3/B
1.000	0.000	2.000	0.000	1.000	1.00	0.00	0.00	3.14	6.28	0.50	6.60	2.10	4158002.8	0.02171	1.10	1E+100
0.950	0.050	1.900	0.100	0.900	0.90	0.45	0.87	3.08	5.38	0.57	7.05	2.29	5187859.3	0.02098	1.10	33.6091
0.900	0.100	1.800	0.200	0.800	0.80	0.64	1.20	2.98	5.00	0.60	6.98	2.34	5533265.9	0.02077	1.10	22.0107
0.850	0.150	1.700	0.300	0.700	0.70	0.80	1.43	2.85	4.69	0.61	6.74	2.37	5692003.1	0.02068	1.10	16.1411
0.800	0.200	1.600	0.400	0.600	0.60	0.93	1.60	2.69	4.43	0.61	6.40	2.37	5720289.8	0.02066	1.10	12.2241
0.750	0.250	1.500	0.500	0.500	0.50	1.05	1.73	2.53	4.19	0.60	5.97	2.36	5643869.0	0.02070	1.10	9.3211
0.700	0.300	1.400	0.600	0.400	0.40	1.16	1.83	2.35	3.96	0.59	5.48	2.34	5478977.2	0.02080	1.10	7.0702
0.650	0.350	1.300	0.700	0.300	0.30	1.27	1.91	2.16	3.75	0.58	4.96	2.29	5237891.6	0.02094	1.10	5.2944
0.600	0.400	1.200	0.800	0.200	0.20	1.37	1.96	1.97	3.54	0.56	4.41	2.24	4931039.3	0.02114	1.10	3.8903
0.550	0.450	1.100	0.900	0.100	0.10	1.47	1.99	1.77	3.34	0.53	3.85	2.18	4567989.6	0.02139	1.10	2.7888
0.500	0.500	1.000	1.000	0.000	0.00	1.57	2.00	1.57	3.14	0.50	3.30	2.10	4158002.8	0.02171	1.10	1.9379
0.450	0.550	0.900	1.100	-0.100	-0.10	1.67	1.99	1.37	2.94	0.47	2.76	2.01	3710384.1	0.02209	1.10	1.2954
0.400	0.600	0.800	1.200	-0.200	-0.20	1.77	1.96	1.17	2.74	0.43	2.24	1.91	3234754.7	0.02257	1.10	0.8246
0.350	0.650	0.700	1.300	-0.300	-0.30	1.88	1.91	0.98	2.53	0.39	1.75	1.79	2741300.2	0.02315	1.10	0.4932
0.300	0.700	0.600	1.400	-0.400	-0.40	1.98	1.83	0.79	2.32	0.34	1.31	1.66	2241043.1	0.02389	1.10	0.2717
0.250	0.750	0.500	1.500	-0.500	-0.50	2.09	1.73	0.61	2.09	0.29	0.92	1.50	1746194.5	0.02483	1.10	0.1338
0.200	0.800	0.400	1.600	-0.600	-0.60	2.21	1.60	0.45	1.85	0.24	0.60	1.33	1270672.2	0.02609	1.10	0.0559
0.150	0.850	0.300	1.700	-0.700	-0.70	2.35	1.43	0.30	1.59	0.19	0.33	1.13	830972.8	0.02787	1.10	0.0181
0.100	0.900	0.200	1.800	-0.800	-0.80	2.50	1.20	0.16	1.29	0.13	0.15	0.89	447892.2	0.03069	1.10	0.0036
0.050	0.950	0.100	1.900	-0.900	-0.90	2.69	0.87	0.06	0.90	0.07	0.03	0.59	150889.8	0.03639	1.10	0.0002
0.000	1.000	0.000	2.000	-1.000	-1.00	0.00	0.00	3.14	6.28	0.50	0.00	0.00	0.0	0.00000	1.10	0.0000



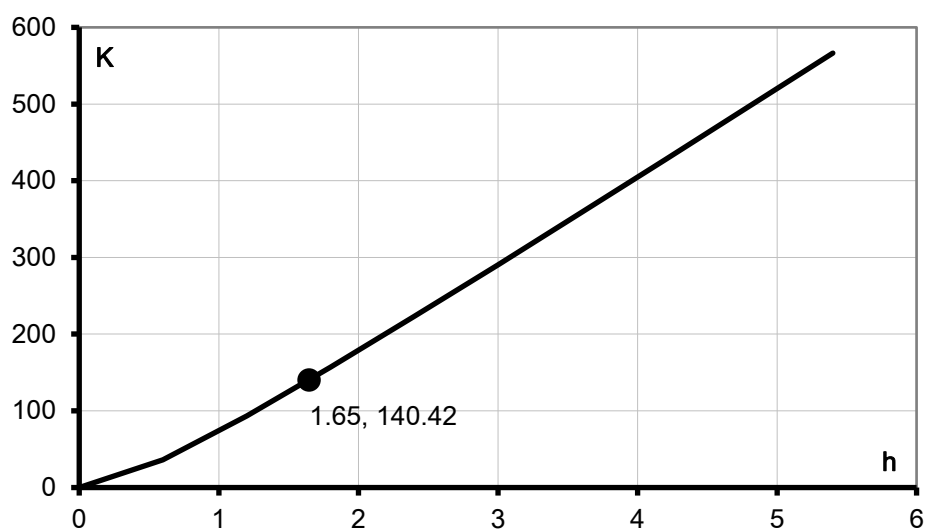
5.2. Приложение 3 – Объединенный водовод – Вариант канала

Параметры нормального движения потока воды в канале

1	Ширина канала - b , м	2
2	Уклон дна - i	0.002
3	Расчетный расход - Q , м ³ /сек	6.5
4	Коэффициент шероховатости - n	0.017
5	Шаг по глубине - dh , м	0.6
6	Норм. пропускная способн. - K_0	140.42

h , м	A , м ²	χ , м	R , м	C	K	Q , м ³ /сек	V , м/сек
0	0.00	2.00	0.00	0.00	0.000	0.00	----
0.6	1.20	3.20	0.38	49.21	36.159	1.67	1.39
1.2	2.40	4.40	0.55	52.77	93.538	4.33	1.80
1.8	3.60	5.60	0.64	54.38	156.969	7.27	2.02
2.4	4.80	6.80	0.71	55.31	223.055	10.33	2.15
3	6.00	8.00	0.75	55.92	290.546	13.45	2.24
3.6	7.20	9.20	0.78	56.34	358.873	16.61	2.31
4.2	8.40	10.40	0.81	56.66	427.737	19.80	2.36
4.8	9.60	11.60	0.83	56.90	496.967	23.01	2.40
5.4	10.80	12.80	0.84	57.10	566.457	26.22	2.43
1.65	3.29	5.29	0.62	54.06	140.42	6.50	1.97

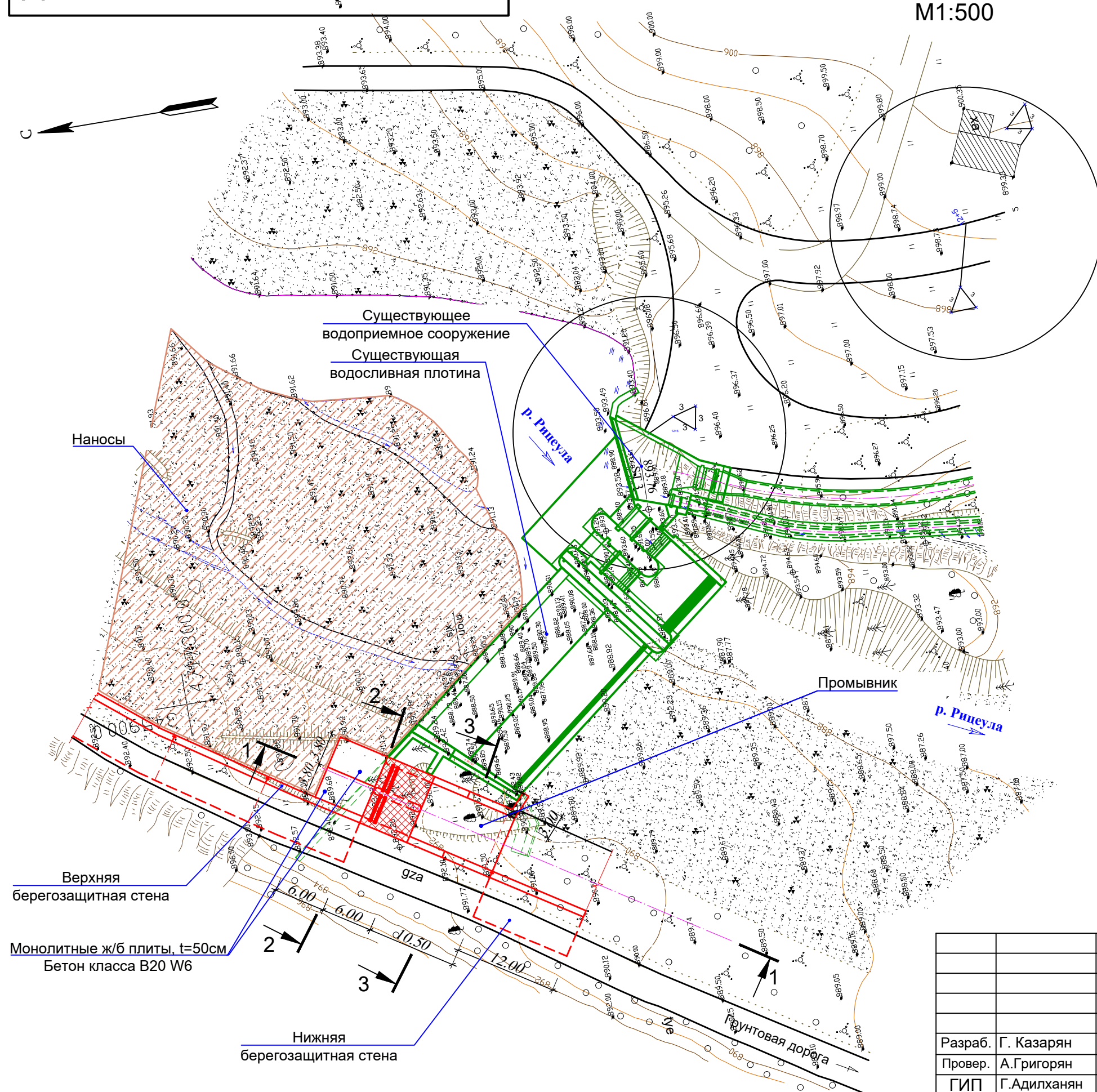
7	Ускорение силы тяжести - g , м/с ²	9.81
8	Коэффициент Кориолиса - α	1.1
9	Критическая глубина - h_k , м	1.06
10	Критическая скорость - v_k , м	3.07



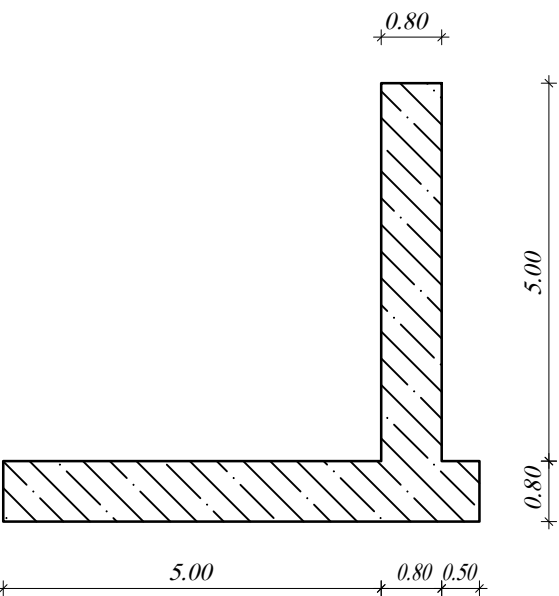
6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ЧЕРТЕЖИ

Дополнительный промывник

ПЛАН ГОЛОВНОГО УЗЛА
М1:500

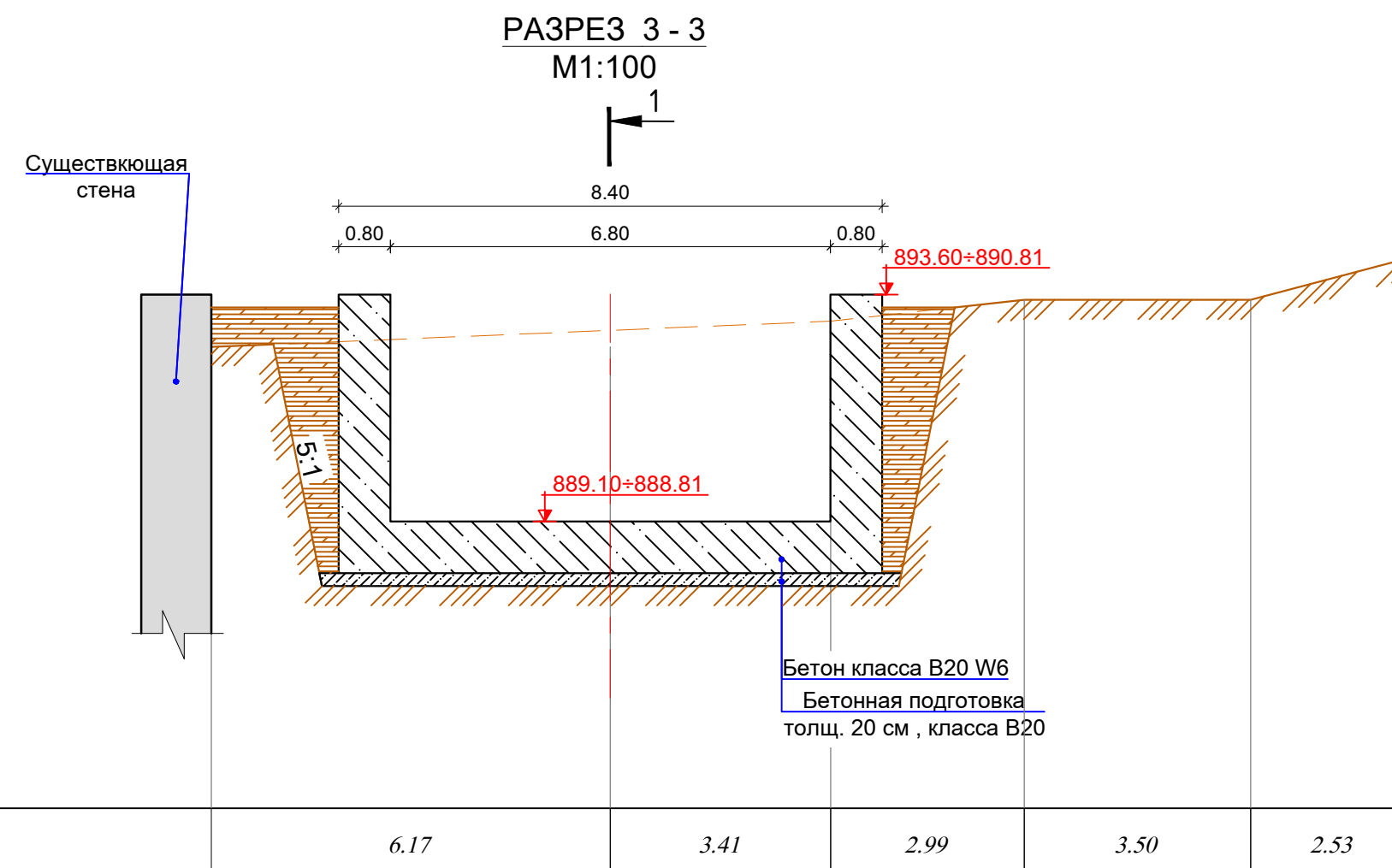
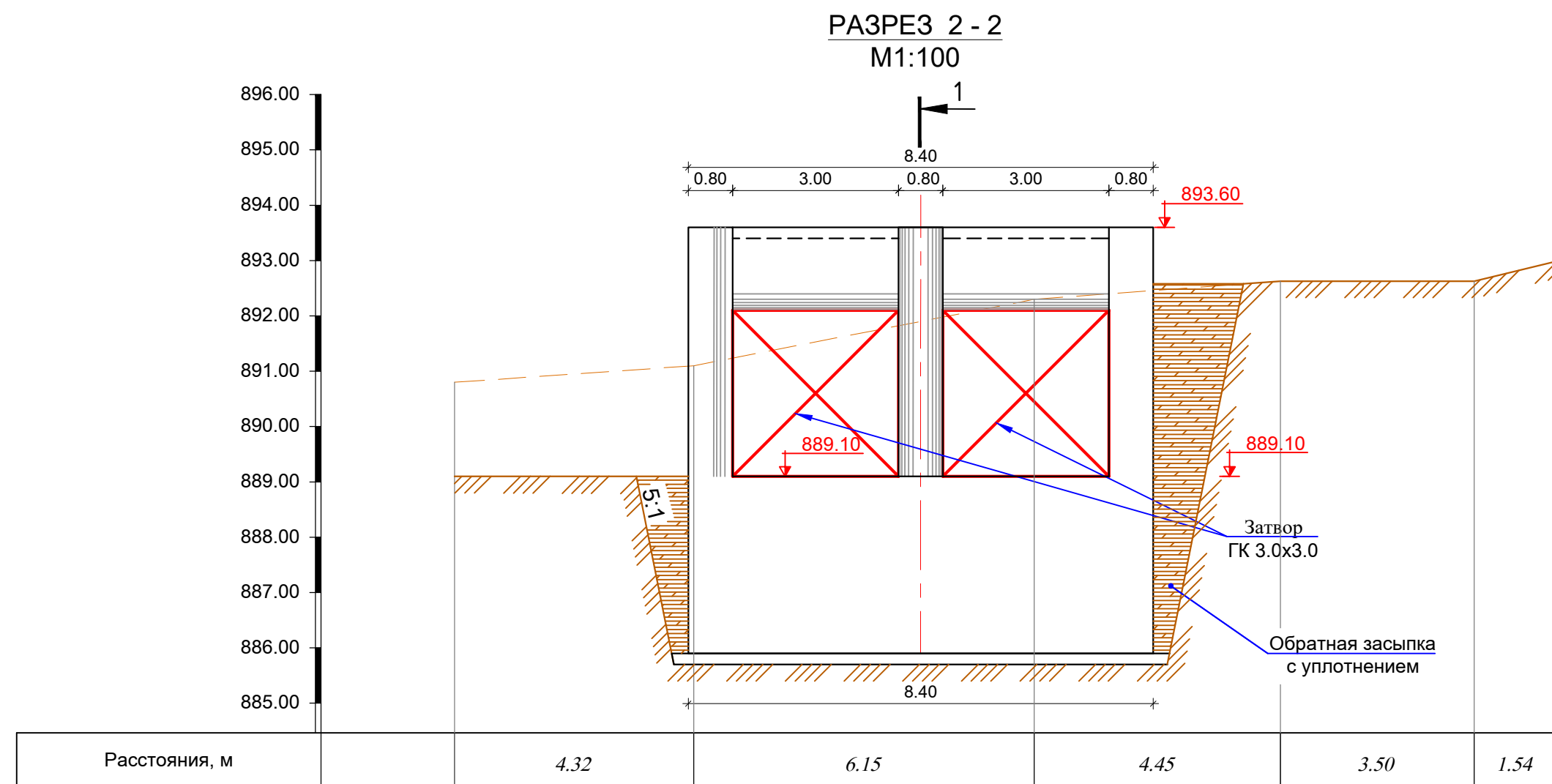
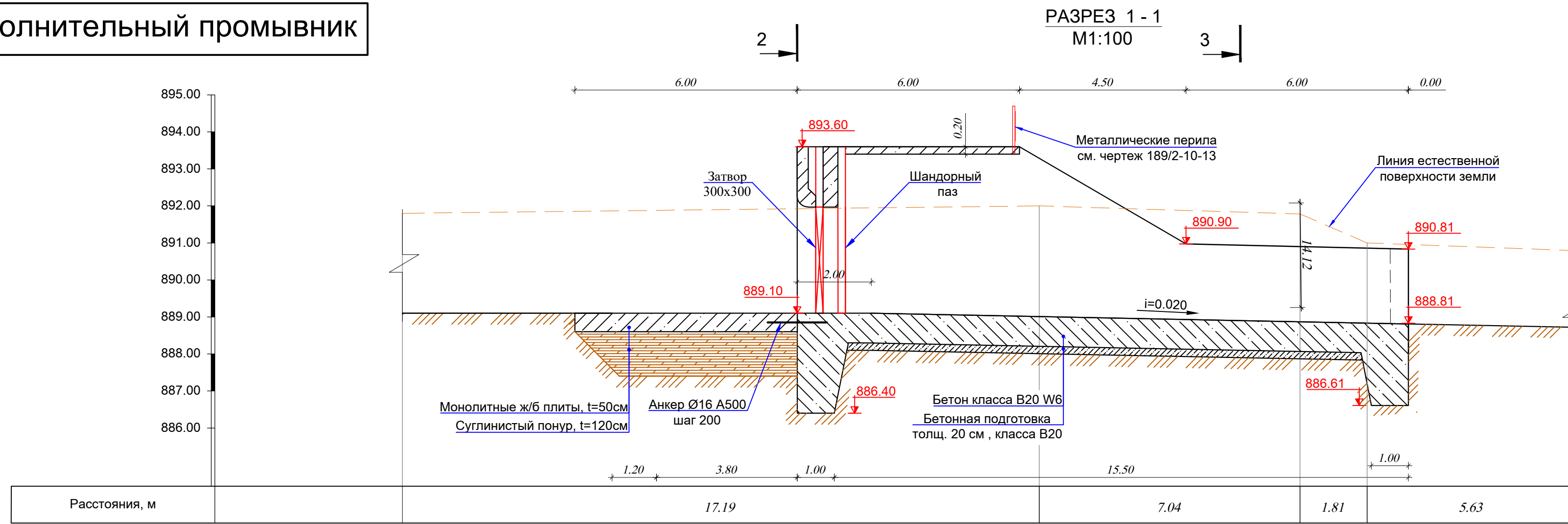


БЕРЕГОЗАЩИТНАЯ Ж/Б СТЕНА
М1:100



				-			
				МГЭС "Рача-Рицеула"			
Разраб.	Г. Казарян	<i>Г.Казарян</i>		Главной узел МГЭС Рача-Рицеула	Стадия	Лист	Листов
Провер.	А.Григорян	<i>А.Григорян</i>			ТЭО	1	2
ГИП	Г.Адилханян	<i>Г.Адилханян</i>					
Гл.инж.	Г.Адилханян	<i>Г.Адилханян</i>		План головного узла	Республика Армения ООО «ГИДЭПИНВЕСТ» г.Ереван 2025г		

Дополнительный промывник

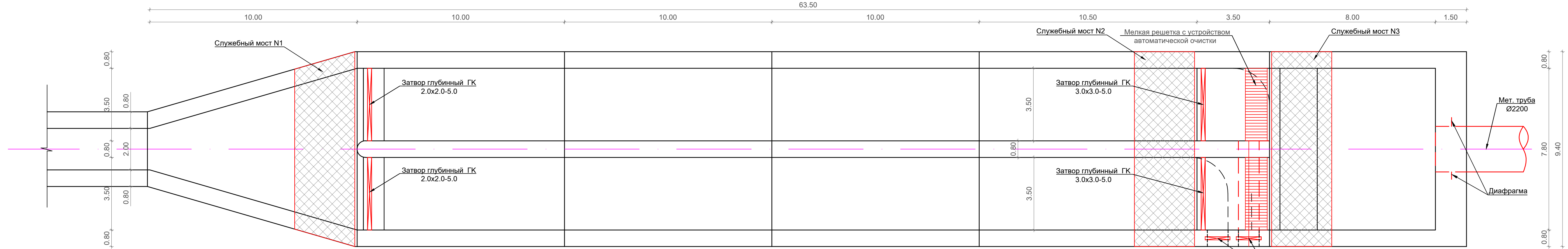


Предполагаемые объемы строительных работ				
NN	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Примеч.
1	Разработка грунта	м³	750.0	
2	Обратная засыпка из вынутого грунта	м³	750.0	
3	Очистка русла от наносов	м³	5300.0	
4	Бетонная подготовка класса В15	м³	170	
5	Донная плита из монолитного ж/бетона класса В20 W6	м³	120.0	
6	Плита понура из монолитного ж/б класса В20 W6	м³	30.0	
7	Стены из монолитного ж/бетона класса В20 W6	м³	95.0	
8	Верхняя берегозащитная стена, класса В20 W6	м³	320.0	
9	Нижняя берегозащитная стена, класса В20 W6	м³	110.0	
10	Арматура класса А240, А500с	т	10.0	
11	Арматура класса А500с	т	38.0	
12	Затвор глубинный ГК 3.0х3.0 -7 (серия 3.820,2-58)	шт/кг	2 / 4405	

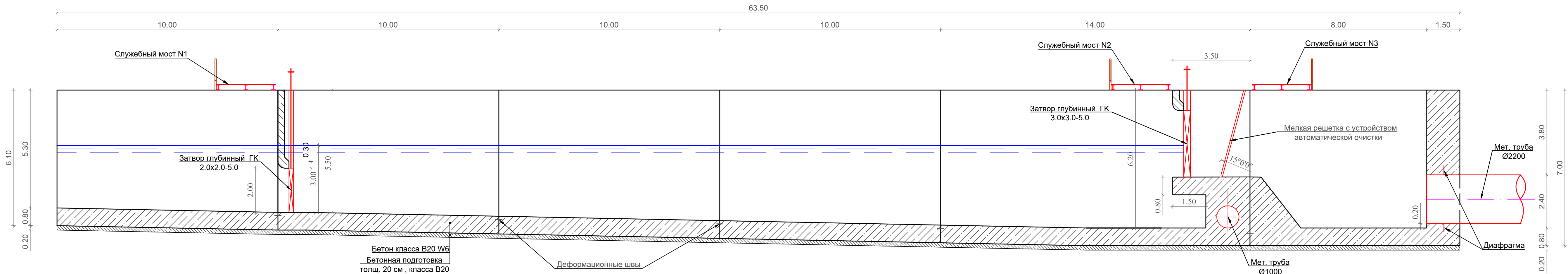
				-
				МГЭС "Рача-Рицеула"
Разраб.	Г. Казарян			Промывник
Провер.	А. Григорян			
ГИП	Г. Адилханян			
Гл. инж.	Г. Адилханян			
				Разрезы 1-1, 2-2, 3-3
				Республика Армения ООО «ГИДЭПИНВЕСТ» г. Ереван 2025г.

Новый объединенный отстойник

План
М 1:100



Разрез 1-1
М 1:100



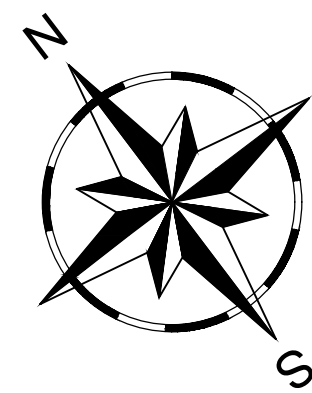
Ведомость объемов строительных работ отстойника

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Примеч.
I. Земляные работы				
1	Разработка грунта экскаватором	м³	4110.0	
2	Обратная засыпка с уплотнением	м³	1580.0	
II. Ж/бетонные работы				
1	Бетонная подготовка, класса B15	м³	120.0	
2	Ж/бетон класса B20 W6	м³	1420.0	
3	Арматура класса A500с, A240	т	105.8	
III. Прочие работы				
1	Затворы	комп.	6	
2	Устройство автоматической очистки	комп.	1	
3	Металлоконструкции (мелкая решетка, закладные детали, служебные мосты и т.д.)	т	16.5	

				-			
				МГЭС "Рача-Рицеула"			
Разраб.	В.Арутюнян			Новый объединенный отстойник	Стадия	Лист	Листов
Провер.	А.Григорян				ТЭО	1	1
ГИП	Г.Адилханян						
Гл.инж.	Г.Адилханян						
				План. Разрез 1-1. Ведомость объемов строительных работ			
				Республика Армения ООО «ГИДЭПИНВЕСТ» г.Ереван 2026г.			

Анкерная опора (переподключение)

План
М 1:200



kveTi 25
pk 5+76.63

Существующий узел "А"

kveTi 26
pk 5+90.91

Ведомость объемов строительных работ анкерной опоры

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Примеч.
I. Земляные работы				
1	Разработка грунта экскаватором	м³	120.0	
2	Обратная засыпка с уплотнением	м³	48.0	
II. Ж/бетонные работы				
1	Бетонная подготовка, класса В15	м³	6.0	
2	Ж/бетон класса В20 W6	м³	110.0	
3	Арматура класса А500с, А240	т	3.3	

Ria qvesadguri
6 x 35 kv

Реконструированный узел "А"
М 1:200

Анкерная опора

kveTi 26
pk 5+90.91

md. riceula

МГЭС "Рача-Рицеула"

Анкерная опора
(переподключение)

Стадия Лист Листов

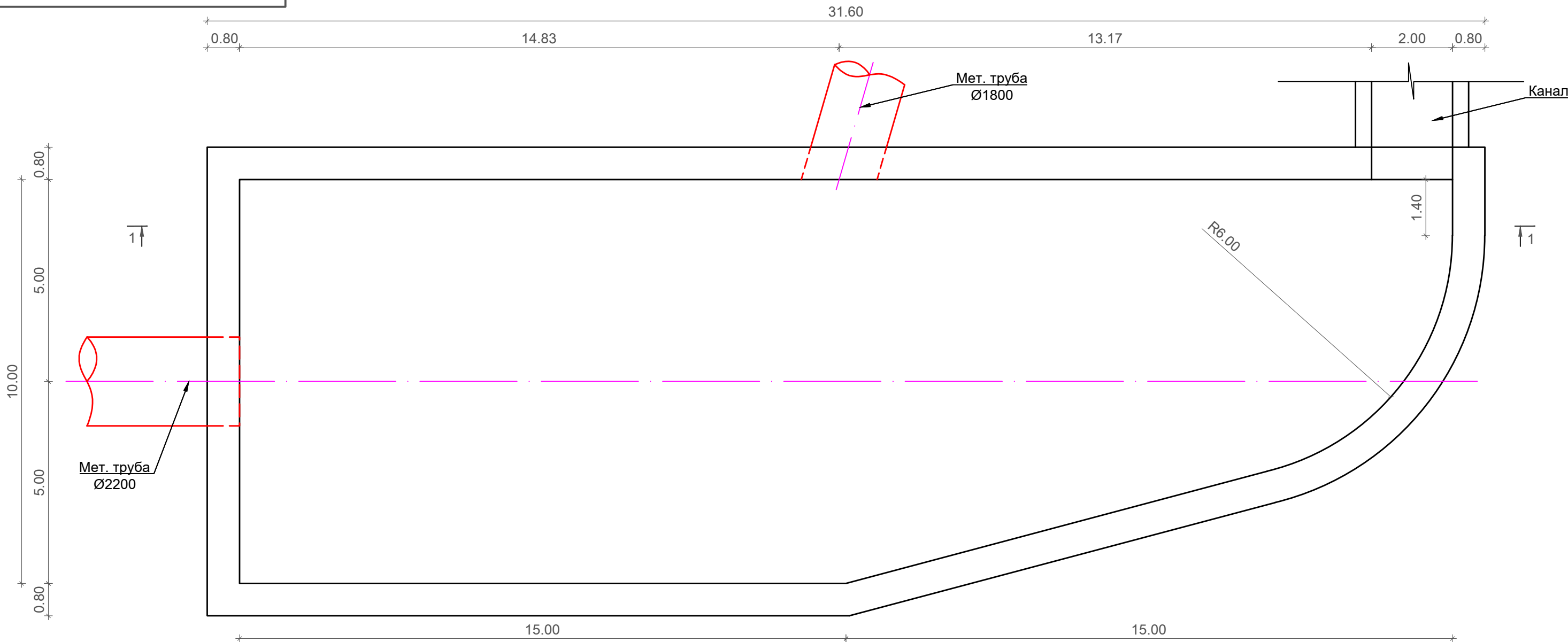
ТЭО 1 1

План. Реконструированный узел "А".
Ведомость объемов строительных работ

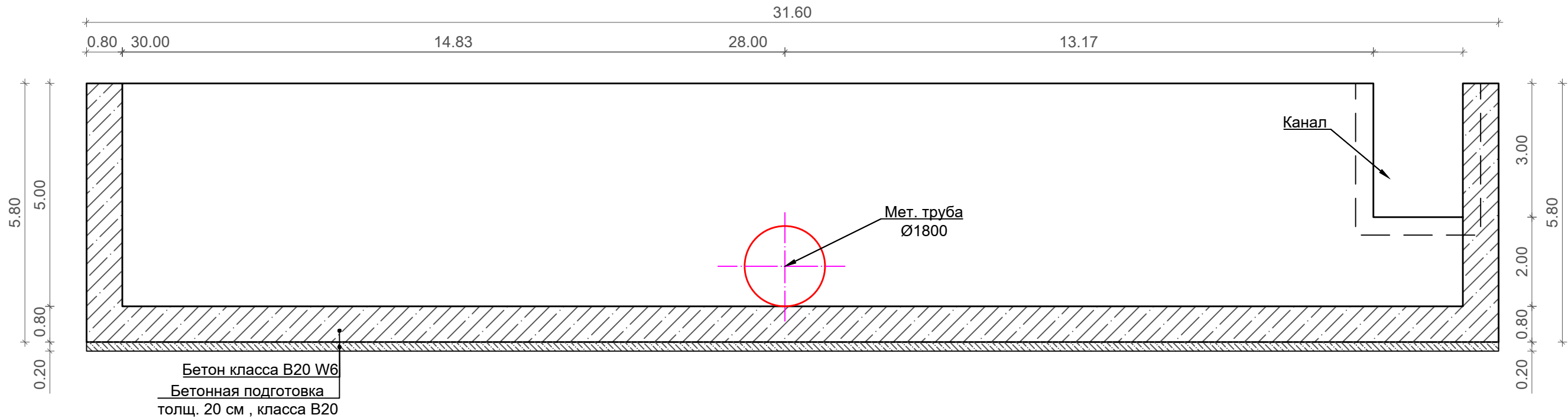
Республика Армения
ООО «ГИДЭПИНВЕСТ»
г.Ереван 2026г.

Коллекторный бассейн

План
М 1:100



Разрез 1-1
М 1:100

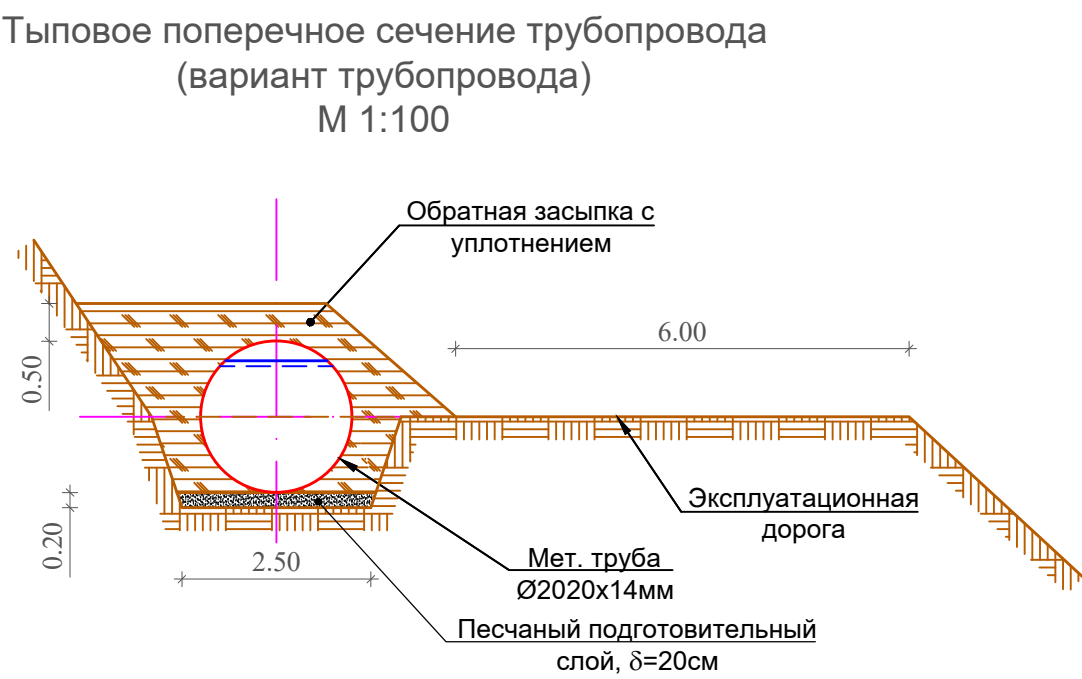
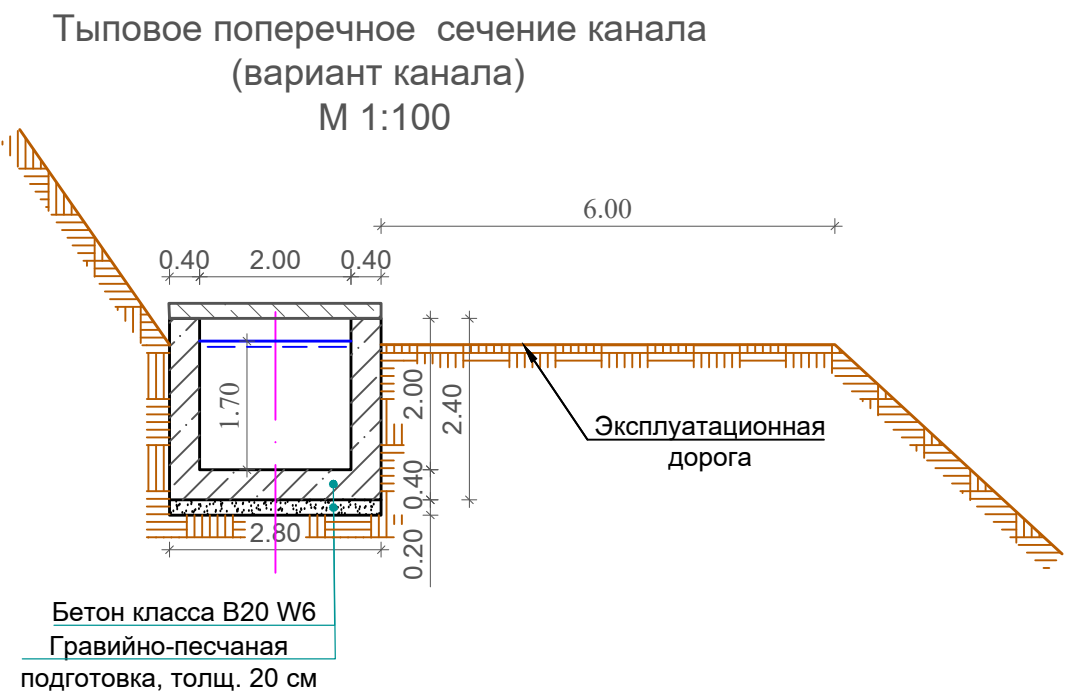


Ведомость объемов строительных работ коллекторного бассейна

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Примеч.
I. Земляные работы				
1	Разработка грунта экскаватором	м³	1970.0	
2	Обратная засыпка с уплотнением	м³	788.0	
II. Ж/бетонные работы				
1	Бетонная подготовка, класса B15	м³	66.0	
2	Ж/бетон класса B20 W6	м³	571.0	
2	Арматура класса A500с, A240	т	42.8	

					-			
					МГЭС "Рача-Рицеула"			
Разраб.	В.Арутюнян	<i>[Signature]</i>			Коллекторный бассейн	Стадия	Лист	Листов
Провер.	А.Григорян	<i>[Signature]</i>				ТЭО	1	1
ГИП	Г.Адилханян	<i>[Signature]</i>						
Гл.инж.	Г.Адилханян	<i>[Signature]</i>						
					План. Разрез 1-1.		Республика Армения	
					Ведомость объемов строительных работ		ООО «ГИДЭПИНВЕСТ»	
							г.Ереван 2026г.	

Объединение веток деривации перед тунелем



Ведомость объемов строительных работ ж/б канала
(вариант канала)

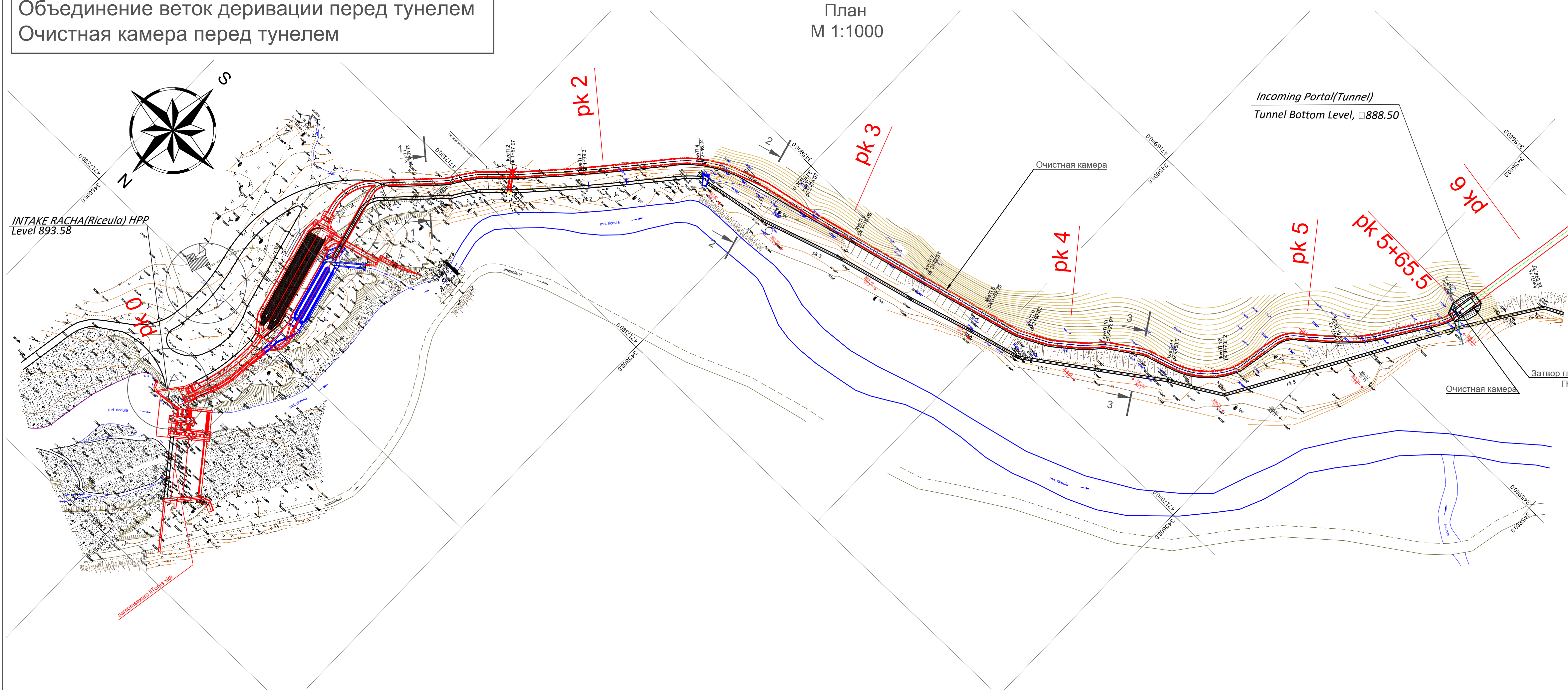
№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Примеч.
I. Земляные работы				
1	Разработка грунта экскаватором	м³	1350.0	
2	Гравийно-песчаная подготовка, толщ. 30 см	м³	255.0	
3	Обратная засыпка с уплотнением	м³	540.0	
II. Ж/бетонные работы				
1	Ж/бетон класса В20 W6	м³	1224.0	
2	Арматура класса А500с, А240	т	91.8	

Ведомость объемов строительных работ мет. трубопровода
(вариант трубопровода)

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Примеч.
I. Земляные работы				
1	Разработка грунта экскаватором	м³	5560.0	
2	Песчаный подготовительный слой, δ=20см	м³	230.0	
3	Защитная насыпь из полезной выемки с уплотнением	м³	2160.0	
4	Обратная засыпка с уплотнением	м³	3170.0	
II. Трубопровод				
1	Мет. труба Ø2000x14мм	м	450.0	
2	Гидроизоляция мет. трубопровода Ø2000 в два слоя	м²	2830.0	


				-			
				МГЭС "Рача-Рицеула"			
Разраб.	В.Арутюнян			Объединение веток деривации перед тунелем	Стадия	Лист	Листов
Провер.	А.Григорян				ТЭО	2	2
ГИП	Г.Адилханян						
Гл.инж.	Г.Адилханян						
				Типовые поперечные сечения. Ведомости объемов строительных работ			
				Республика Армения ООО «ГИДЭПИНВЕСТ» г.Ереван 2026г.			

Объединение веток деривации перед туннелем
Очистная камера перед туннелем



Ведомость объемов строительных работ очистной камеры

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Примеч.
I. Земляные работы				
1	Разработка грунта экскаватором	м³	210.0	
2	Обратная засыпка с уплотнением	м³	84.0	
II. Ж/бетонные работы				
1	Бетонная подготовка, класса В15	м³	8.5	
2	Ж/бетон класса В20 W6	м³	82.0	
3	Арматура класса А500с, А240	т	6.2	
III. Прочие работы				
1	Затвор глубинный	комп.	1	

				-			
				МГЭС "Рача-Рицеула"			
Разраб.	В.Арутюнян			Объединение веток деривации перед тунелем. Очистная камера перед тунелем	Стадия	Лист	Листов
Провер.	А.Григорян				ТЭО	1	3
ГИП	Г.Адилханян				Республика Армения ООО «ГИДЭПИНВЕСТ» г.Ереван 2026г.		
Гл.инж.	Г.Адилханян						
				План. Ведомость объемов строительных работ очистной камеры			