

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

руководителя Рыбалко Дмитрия Юрьевича, заместителя главного инженера филиала «ПАО РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного» о бакалаврской работе «Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор. Монтаж гидроагрегата, методы предварительного контроля. Балансировка ГА» Полещука Виктора Павловича.

Бакалаврская работа «Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор» выполнена в полном объеме и в соответствии с выданным заданием. Представлена на 166 листах пояснительной записки, 4 чертежах и 1 плакате. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а так же выполнены технико-экономические расчеты.

Принятые в работе решения соответствуют нормам и правилам, а так же стандартам и техническим требованиям ПАО «РусГидро», действующим в настоящее время.

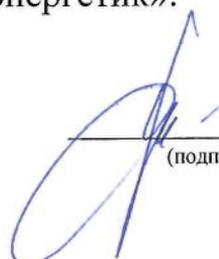
В рамках спецвопроса были рассмотрены и изучены монтаж гидроагрегата, методы предварительного контроля при монтаже гидроагрегата, а также балансировка ГА.

Достоинством проекта является наличие сравнения нескольких вариантов гидротурбин, основное и вспомогательное оборудование, трансформаторы, КРУЭ 220, генераторные комплексы – российского производства. Все принятые решения обоснованы и подтверждены расчетами.

В процессе проектирования бакалаврской работы автор показал хорошие теоретические знания, инженерный и творческий подход к выполнению проекта, самостоятельность в выборе технических и компоновочных решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор. Монтаж гидроагрегата, методы предварительного контроля. Балансировка ГА» заслуживает положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 19.06.2017.


(подпись)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электротехнических систем
и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



В.И. Татарников

« 31 » марта 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Полещук Виктору Павловичу

Группа ЗГЭ 12-01Б Направление (специальность) 13.03.02-Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор. Монтаж гидроагрегата, методы предварительного контроля. Балансировка ГА.

Утверждена приказом по университету № 47 от _____ 31.05.2017 г.

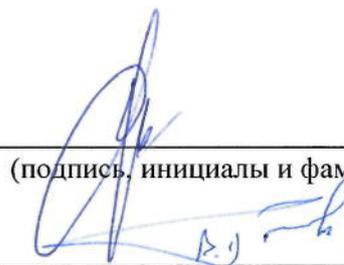
Руководитель ВКР Д. Ю. Рыбалко заместитель главного инженера Филиал ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного»

Исходные данные для ВКР: расчетный гидрологический ряд, гидрологические данные, инженерно-геологический разрез, характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1. Анализ исходных данных; 2. Водно-энергетические расчеты; 3. Основное и вспомогательное оборудование; 4. Электрическая часть; 5. Релейная защита и автоматика; 6. Компоновка и сооружения гидроузла; 7. Охрана труда и противопожарная безопасность, мероприятия по охране окружающей среды; 8. Техничко-экономические показатели; 9. Монтаж гидроагрегата, методы предварительного контроля. Балансировка ГА.

Перечень графического материала: Генеральный план. Вид со стороны ВБ. Ведомость состава проекта. Экспликация зданий и сооружений; Главная схема. Схема собственных нужд; Поперечный разрез станционной плотины и здания ГЭС. Основные данные гидросилового оборудования; Водосливная плотина. Разрез по оси лотка; Иллюстрационные материалы к выбору установленной мощности и расчету нагрузок, действующих на плотину.

Руководитель ВКР



Д. Ю. Рыбалко
(подпись, инициалы и фамилия руководителя)

Задание принял к исполнению



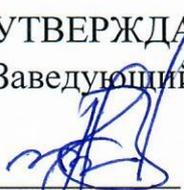
В. П. Полещук
(подпись, инициалы и фамилия студента)

«___» _____ 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


В.И. Татарников

подпись

« 19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТЬ-ЖУНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЩУГОР.
МОНТАЖ ГИДРОАГРЕГАТА, МЕТОДЫ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО
КОНТРОЛЯ. БАЛАНСИРОВКА ГА**

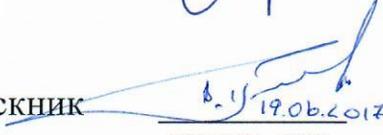
Руководитель


подпись, дата

Заместитель
главного инженера филиала
ПАО «РусГидро»-«Саяно-
Шушенская ГЭС имени
П.С. Непорожного»
должность

Д.Ю. Рыбалко
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

В.П. Полещук
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор. Монтаж гидроагрегата, методы предварительного контроля. Балансировка ГА»

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты

Зайд 6.06.17 Е.И. Загале
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Алекс 15.06.17 А.В. Мосекин
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Ив 16.06.17 Л.В. Мельникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

Ив - 16.06.17 А.В. Мерков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Зайд 13.06.17 Н.П. Ульянова
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

Алекс 17.06.17 А.С. Тарасов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Юрич 16.06.17 В.В. Лаврова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Ив 19.06.17 А.И. Чабанова
подпись, дата инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Усть-Жунского гидроузла.....	6
Введение.....	8
1 Анализ исходных данных.....	9
1.1 Гидрологическое обоснование	9
1.2 Инженерно-геологическое обоснование	13
1.3 Климатические обоснование.....	13
1.4 Энергоэкономическая характеристика региона.....	14
2 Водно-энергетические расчеты	15
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года	15
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	19
2.3 Расчет мощности ГЭС без регулирования (по бытовому стоку).....	21
2.4 Расчет мощности ГЭС по требованиям ВХК	21
2.5 ВЭР по условиям маловодного года.....	24
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	26
2.7 ВЭР по условиям средневодного года.....	32
2.8 Определение максимального расчетного расхода	35
3 Основное и вспомогательное оборудование	39
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	39
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.....	44
3.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины РО75/841а-В-670.....	45
3.4 Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления	46
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора, определение главных размеров	46
4 Электрическая часть	50
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	50
4.2 Выбор схемы электроснабжения собственных нужд ГЭС.....	51
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	51
4.3.1 Выбор синхронных генераторов	51
4.3.2 Выбор блочных трансформаторов	52
4.3.3 Выбор трансформаторов собственных нужд	52
4.3.4 Выбор линий электропередач	53
4.4 Расчет токов короткого замыкания	54
4.4.1 Расчёт исходных данных.....	56
4.4.2 Расчет трехфазного тока КЗ на сборных шинах 220 кВ в точке К1	57
4.4.3 Расчет однофазного тока тока КЗ в точке К-1	57
4.4.4 Расчет трехфазного тока КЗ в точке К-2	59
4.4.5 Расчёт апериодической составляющей и ударного тока КЗ.....	60

4.4.6	Результаты расчёта токов короткого замыкания.....	61
4.5	Выбор электрических аппаратов	61
4.5.1	Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов и проводников	61
4.5.2	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	62
4.5.3	Выбор выключателей и разъединителей	62
5	Релейная защита и автоматика.....	64
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	64
5.2	Описание защит и расчет их уставок	66
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора (ΔG)	66
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))	68
5.2.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	71
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	71
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	75
5.2.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <	77
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	80
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	81
6	Компоновка и сооружения гидроузла	84
6.1	Расчет длины здания ГЭС	84
6.2	Определение класса сооружения.....	84
6.3	Гидравлический расчет водосливной плотины.....	85
6.3.1	Определение ширины водосливно-го фронта	85
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	86
6.3.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	88
6.3.4	Определение формы водосливной поверхности.....	89
6.3.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	90
6.4	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	91
6.5	Конструирование плотины.....	94
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	94
6.5.2	Разрезка плотины швами.....	94
6.5.3	Быки	95
6.6	Назначение размеров основных элементов плотины.....	95
6.6.1	Противофильтрационные завесы	95
6.7	Определение отметки гребня плотины.....	96
6.7.1	Расчет превышения гребня плотины при основном сочетании нагрузок	96
6.7.2	Расчет превышения гребня плотины при особом сочетании нагрузок	98
6.8	Фильтрационный расчет.....	99
6.8.1	Основной расчет.....	100
6.8.2	Поверочный расчет	101

6.9 Статические расчеты плотины.....	101
6.9.1 Определение основных нагрузок на плотину	101
6.9.2 Вес сооружения и механизмов	102
6.9.3 Сила гидростатического давления воды.....	103
6.9.4 Равнодействующая взвешивающего давления	104
6.9.5 Сила фильтрационного давления	104
6.9.6 Давление грунта	105
6.9.7 Волновое давление.....	106
6.10 Расчет прочности плотины.....	108
6.11 Оценка прочности плотины	112
6.12 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию.....	114
7 Охрана труда, противопожарная безопасность и охрана природы.....	116
7.1 Охрана труда.....	116
7.2 Противопожарная безопасность	118
7.3 Мероприятия по охране природы.....	120
8 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	124
8.1 Текущие расходы по гидроузлу.....	124
8.2 Налоговые расходы.....	126
8.3 Прибыль	127
8.4 Оценка эффективности инвестиций.....	128
8.4.1 Методология и исходные данные.....	128
8.4.2 Коммерческая эффективность	129
9 Монтаж гидроагрегата, методы предварительного контроля. Балансировка ГА	133
9.1 Методы предварительного контроля при монтаже гидротурбинного оборудования	133
9.1.1 Методы контроля при монтаже закладных частей.....	134
9.1.2 Методы контроля при монтаже рабочих механизмов.....	135
9.2 Методы предварительного контроля при монтаже гидрогенераторного оборудования	139
9.2.1 Сборка статора генератора и методы контроля	139
9.2.2 Сборка ротора генератора и методы контроля	143
9.2.3 Сборка подпятника генератора и методы контроля.....	147
9.3 Центровка гидроагрегата.....	148
9.4 Балансировка гидроагрегата	152
Заключение	155
Список использованных источников	
Приложение А	161
Приложение Б	163
Приложение В.....	164
Приложение Г	165
Приложение Д.....	166

Сокращенный паспорт Усть-Жунского гидроузла

Наименование реки Щугор

Местонахождение ГЭС Республика Коми

Тип проектируемой установки ГЭС

Характерные расходы воды:

- а) среднемноголетний 915 м³/с
- б) всех турбин 2260 м³/с
- в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% 7793 м³/с
- г) минимальный 200 м³/с

Параметры водохранилища:

- а) характер регулирования стока годовой
- б) отметки: НПУ 382,0 м УМО 360,14 м
- в) объемы: полный 32,89 км³ полезный 12,39 км³

Напоры ГЭС:

- а) максимальный 74 м
- б) расчетный 56,7 м
- в) минимальный 45,8 м

Энергетические характеристики:

- а) мощность установленная 1117,6 МВт
гарантированная 719,3 МВт
- б) среднемноголетняя выработка энергии 4,08 млрд.кВт·ч
- в) число часов использования установленной мощности 6800 ч

Плотины:

- а) водосливная гравитационная материал бетон
- б) правобережная глухая материал бетон
- в) левобережная глухая материал бетон
- г) общая длина 450 м
- д) максимальная высота 86 м
- ж) ширина по основанию 60 м
- з) ширина по гребню 20 м

Водобросные сооружения:

- а) тип поверхностный водослив
- б) число и размер пролетов 5 отверстий 18 м
- в) общая длина 106 м
- г) максимальная высота 86 м

Здание ГЭС:

- а) тип здания приплотинный число агрегатов 6
- б) грунты в основании доломит
- в) тип спиральной камеры металлическая
- г) тип отсасывающей трубы изогнутая

Основное оборудование:

- а) тип турбины PO75-B диаметр 6,7 м
- б) тип генератора СВ-1391/183-62 мощность 186,3 МВт
- в) напряжение генератора 15,75 кВ
- г) частота вращения 96,8 об/мин
- д) тип трансформаторов ТДЦ-250000/220 их число 6

Технико-экономические показатели:

- в) себестоимость энергии 0,12 руб./кВт·ч
- г) срок строительства 5 лет
- д) срок окупаемости 71 мес

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика – одна из важнейших отраслей промышленности в нашей стране. Потенциал водных ресурсов использован всего лишь на 19%, в то время как в ряде других развитых стран этот показатель превосходит 80%.

Гидроэнергетические ресурсы — возобновляемый источник энергии, связанный с круговоротом воды в природе.

Более 70% поверхности земли покрыто водами. Сила тяжести способствует перераспределению жидкой влаги с более высоких участков земной поверхности на более низкие. Под воздействием лучей солнца вода рек, озер, морей и океанов испаряется, после чего конденсируется в атмосфере, образуя облака, и благодаря силе тяжести возвращается на землю в виде осадков.

Гидроресурсы – наиболее экологически чистый источник энергии из промышленно доступных, не создающий эмиссии углекислого газа и вредных веществ в атмосферу.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия турбин гидростанций достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

Себестоимость электроэнергии произведенной на ГЭС, не зависит от колебаний цен на традиционное топливо: уголь, газ, мазут, уран. В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме. Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции, с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти правильные проектные решения.

1 Анализ исходных данных

1.1 Гидрологическое обоснование

Створ проектируемой ГЭС расположен на реке Щугор.

Щугор – река бассейна Баренцева моря, правый приток реки Печора. Протекает в республике Коми Российской Федерации (рис.1.1).

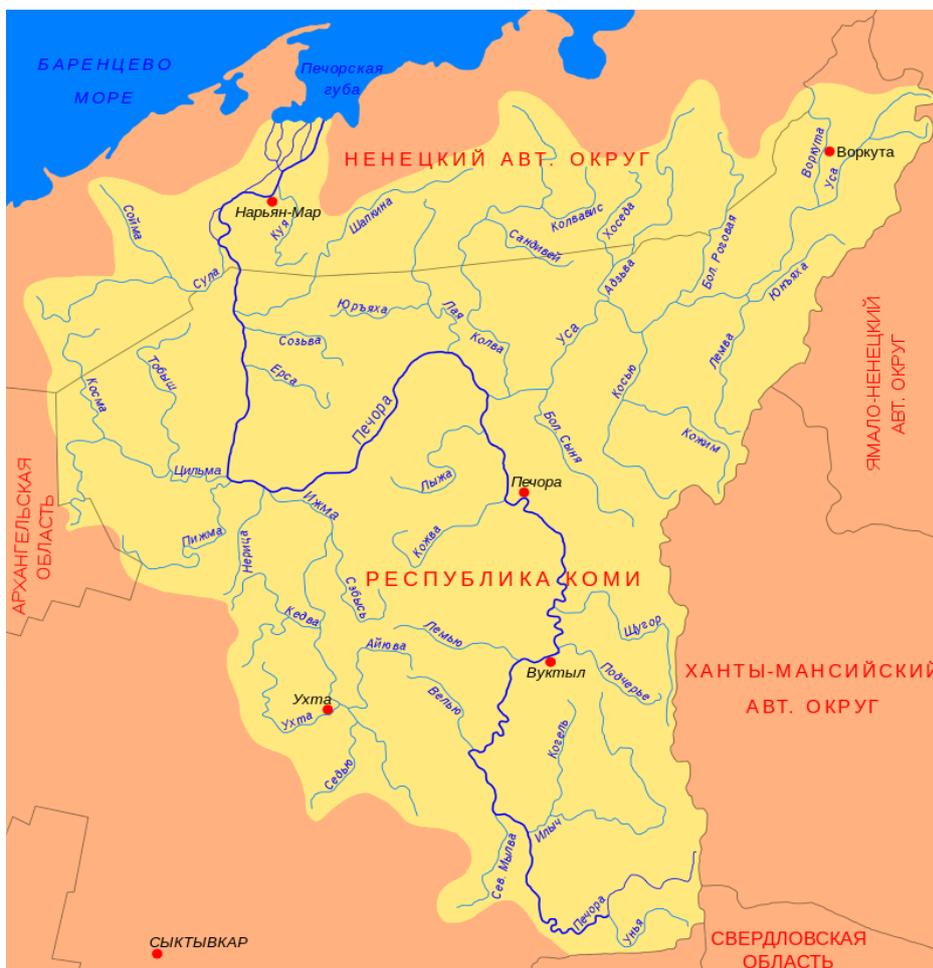


Рисунок 1.1 - Реки Республики Коми

Исток реки Щугор расположен на западном склоне Североуральских гор. Протяжённость реки – 300 км, площадь водосборного бассейна – 9660 км². Общее падение от истока до устья составляет 330 м. Впадает в реку Печора на 1037 км по правому берегу. Питание реки преимущественно дождевое и снеговое. Имеется множество родников. Расчётный гидрологический ряд наблюдений реки Щугор в створе Усть-Жунской ГЭС с 1969 гг. по 2011 гг. представлен в таблице 1.1. Начала ледостава – конец октября. Распаление льда происходит в июне. Вода обладает значительность прозрачностью – дно видно до 8 метров.

Таблица 1.1 - Расчётный гидрологический ряд наблюдений реки Щугор в створе Усть-Жунской ГЭС с 1969 г. по 2011 г.

Года	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp.г
1969	150	174	156	396	3672	4104	654	642	504	204	258	156	923
1970	168	168	156	594	3060	4572	552	390	594	300	222	180	913
1971	246	198	174	750	4482	5850	762	780	654	348	246	222	1226
1972	108	180	126	624	2598	4260	474	366	588	264	192	138	827
1973	174	180	168	420	3372	4194	564	510	516	288	234	138	897
1974	144	120	108	516	3108	2808	336	552	420	264	204	96	723
1975	138	156	126	402	4374	3000	432	516	528	306	228	156	864
1976	102	150	174	384	3792	3210	366	450	348	222	204	120	794
1977	180	162	288	810	3984	4740	822	870	666	378	324	288	1126
1978	114	180	138	396	3714	3540	642	528	540	228	156	186	864
1979	132	150	198	558	4242	5358	708	492	768	318	276	198	1117
1980	114	138	138	540	3792	2448	312	336	432	246	198	102	733
1981	210	174	210	462	4188	3504	546	750	756	336	300	192	969
1982	210	144	150	624	5094	5124	510	522	480	300	192	216	1131
1983	186	192	222	462	3240	4212	570	738	714	342	198	144	935
1984	150	168	144	378	3948	3912	456	426	618	276	150	144	898
1985	162	156	168	474	4506	2724	408	618	456	204	168	168	851
1986	174	114	102	462	3990	4116	594	558	576	198	156	108	929
1987	126	108	102	330	2748	3654	516	366	336	198	126	102	726
1988	102	84	108	360	2988	2904	426	414	450	210	144	78	689
1989	210	264	258	516	4050	4896	822	666	888	414	318	240	1129
1990	156	114	150	564	3168	3150	522	528	534	240	228	180	795
1991	198	216	216	624	3792	3570	630	630	510	360	276	180	934
1992	240	252	168	654	4338	5256	534	492	618	402	330	186	1123
1993	162	138	120	600	3780	2928	702	540	600	330	246	198	862
1994	258	180	246	882	3906	5898	822	630	690	450	234	252	1204
1995	156	120	198	684	4752	2766	474	402	540	270	150	114	886
1996	108	132	144	396	3114	3270	462	318	456	270	126	150	746
1997	216	174	138	774	3540	3804	588	576	570	222	192	144	912
1998	156	120	126	330	3126	2964	492	534	360	240	216	168	736
1999	204	150	126	588	3072	3030	666	654	576	252	204	192	810
2000	108	168	126	444	2886	3882	366	438	462	234	222	174	793
2001	138	204	132	576	4830	3834	648	576	486	264	162	192	1004
2002	162	114	132	630	3324	4392	534	510	432	270	252	108	905
2003	156	204	234	630	4566	5916	540	864	642	336	210	246	1212
2004	90	138	90	498	2598	3210	474	492	438	186	162	84	705
2005	114	120	162	414	4440	2622	648	492	492	276	174	156	843
2006	240	186	222	864	4086	5076	762	654	768	408	294	210	1148
2007	138	132	180	516	3678	2874	486	342	582	270	198	156	796
2008	108	120	150	450	3648	2358	366	354	384	246	186	126	708
2009	138	120	96	342	3246	3564	294	438	492	240	198	114	774
2010	204	150	162	534	3816	4770	780	720	510	294	234	144	1027
2011	186	294	264	624	4758	4884	582	666	990	348	252	240	1174

Данные ВХК и потери по бытовому расходу представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Данные по ВХК и потери бытового расхода

Данные	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
QВХК	400	400	400	600	600	600	600	600	600	400	400	400
QПотреб	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6	1	1
QФиль	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
QИсп	0	0	0	0	4	4	4	4	4	4	0	0
QЛёд	-1	0	0	3	7	4	0	0	0	-1	-3	-6

Кривая зависимости расходов от уровней воды р.Щугор в створе сооружений ГЭС показана на рисунке 1.2, построенная по координатам таблицы 1.3.

Таблица 1.3 – Координаты кривой связи уровня воды в НБ и расходов

Zнб, м	Qлето, м ³ /с	Qзима, м ³ /с
305	0	0
307,47	400	292
309,42	800	584
310,85	1200	876
312,02	1600	1168
312,93	2000	1460
313,515	2400	1752
313,97	2800	2044
314,36	3200	2336

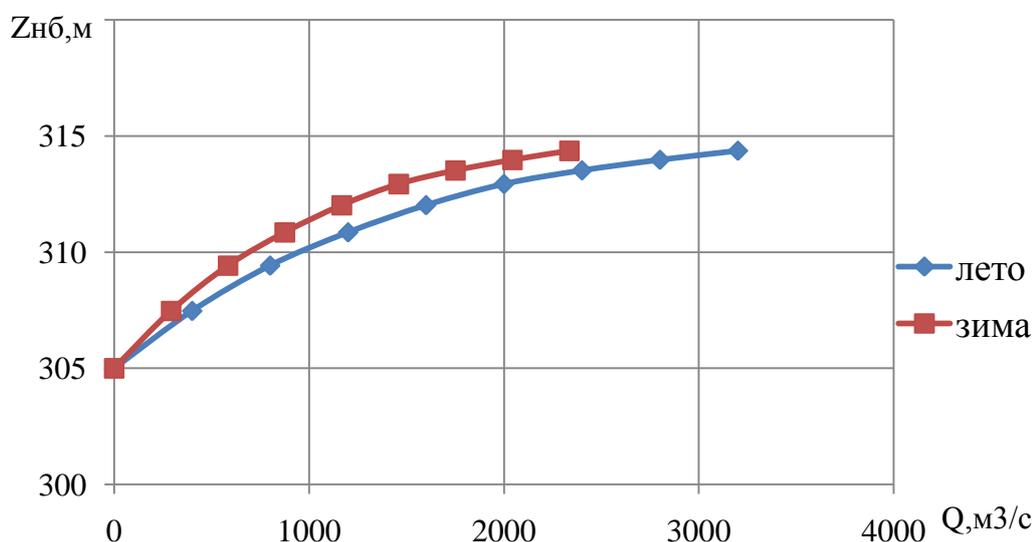


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Координаты кривых объемов водохранилища реки Щугор в створе сооружений проектируемой ГЭС представлены в таблице 1.4 (см. рис 1.3).

Таблица 1.4 – Координаты кривых объемов водохранилища

Z, м	V, км ³	F, км ²
305	0	0
327,16	7,2	162
330,6	8,4	189
334,68	9,6	216
339,56	11,4	256,5
345,32	13,8	310,5
352,04	16,8	378
359,72	20,4	459
368,2	24,6	553,5
377,48	30	675
387,08	36,6	823,5
396,6	45	1012,5
405,16	55,2	1242

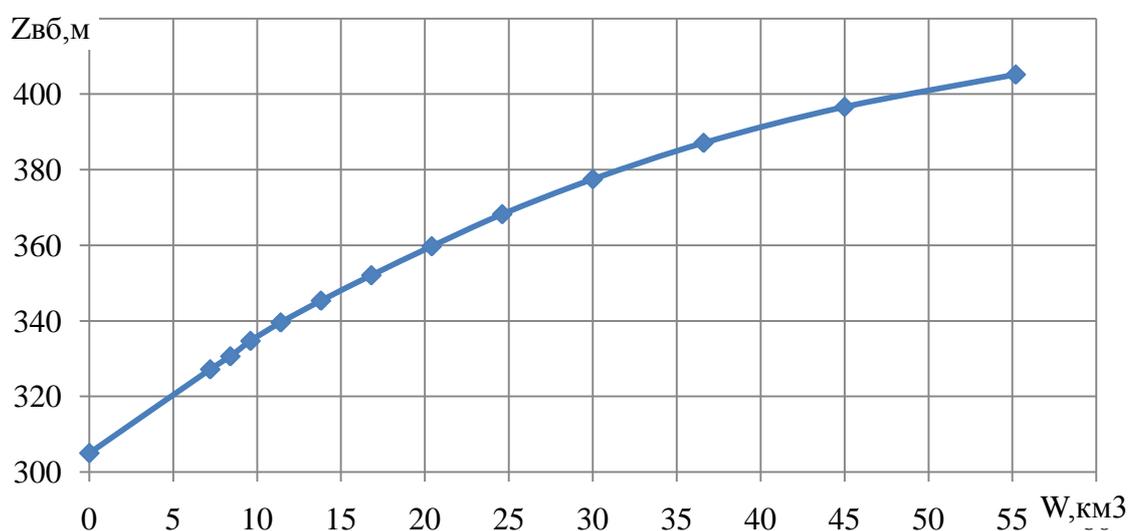


Рисунок 1.3 – Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды

Основные гидрологические характеристики в створе гидроузла представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Основные гидрологические характеристики

Показатель	Значение показателя в створе плотины гидроузла
Естественный годовой сток, м ³ /с	
Средний многолетний годовой расход воды	915
Обеспеченностью	
50%	897
75%	794
90%	723
95%	705

Продолжение таблицы 1.5

Показатель	Значение показателя в створе плотины гидроузла
Естественные максимальные расходы воды в половодья или в период дождевых паводков, м ³ /с	
Средний	
Вероятностью превышения	
0,01%	7793
0,1%	7058
1%	6246
5%	5580
10%	5247

1.2 Инженерно-геологическое обоснование

Бассейн реки Щугор сложен горными породами разного происхождения: осадочными, вулканогенно-осадочными, магматическими. В геологическом плане здесь преобладают пермские, меловые и горские песчаники, доломиты, сланцы отложений каменноугольного и девонского периодов. Характерны аллювиальные почвы. Материнскими породами здесь являются пески и супеси с включением галечникового материала. Вблизи русла располагаются слоистые несформировавшиеся, в центральной пойме – аллювиально-дерновые почвы.

Бассейн реки относится к переходной полосе между средней и северной подзонами тайги. В каньонообразной долине реки Щугор луговые сообщества формируют узкие полосы, которые тянутся вдоль русла с перерывами перед стеной глухого леса или кустарников, выходами скальных пород. Наряду с равнинными луговыми (лисохвост луговой, мятлик луговой, подмаренник северный, тысячелистник обыкновенный) и лесными (золотарник, звездчатка) видами в них встречается значительное количество горно-тундровых растений (остролодочник грязноватый, астрагал субарктический, резуха альпийская, осока арктосибирская и др).

1.3 Климатические обоснование

В относительно высоких широтах, удаленность региона от теплого Атлантического океана и близость обширного Азиатского континента обуславливают в республике умеренно-континентальный климат.

Климат суровый: лето короткое и прохладное, зима многоснежная, продолжительная и морозная. В течение года выпадает значительное количество осадков, превышающих испарение. Зима на территории республики холодная и является самым продолжительным периодом.

Холодный период года на северо-востоке республики продолжается 230-250 дней. В наиболее холодном месяце года (в январе) средняя месячная температура воздуха на юге республики составляет около -15, а на северо-

востоке -21, -22°. В отдельные дни при вторжениях арктического воздуха, температура может понизиться до -55 на севере и в центральной части, а на юге республики до - 45.

1.4 Энергоэкономическая характеристика региона

Энергетическая система республики Коми представляет собой единый, замкнутый территориальный комплекс, имеющий электрические связи с энергосистемой Архангельской области по ВЛ 220 кВ Микунь-Урдома, ВЛ 110 кВ Жешарт-Яренск и с энергосистемой Кировской области по ВЛ 110 кВ Летка-Мураши. Энергосистема республики состоит из пяти энергоузлов (рис.1.4): Воркутинского, Интинского, Печорского, Ухтинского и Южного, соединенных системообразующими одноцепными ВЛ 220 кВ протяженностью 930 км. По двум ВЛ 220 кВ Печора – Усинск – Возей/Газлифт - Северный Возей - Харьяга протяженностью порядка 300 км осуществляется электроснабжение нефтедобывающих районов севера Республики Коми и Ненецкого АО [1].

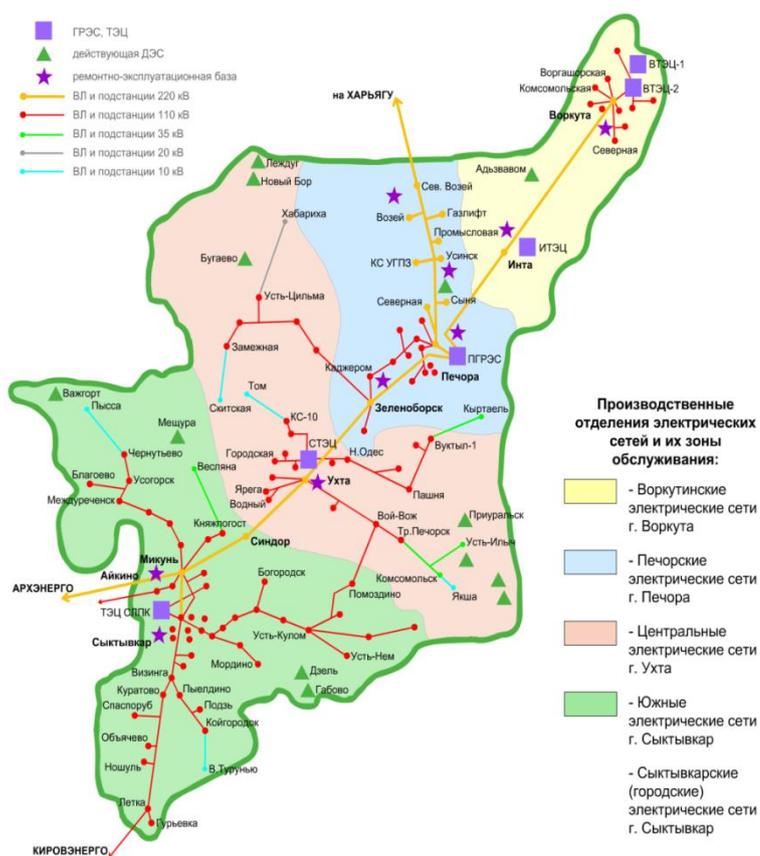


Рисунок 1.4 – Производственные отделения электрических сетей и их зоны обслуживания

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле (2.1):

$$P = \frac{m}{n + 1}, \quad (2.1)$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n = 43$ – общее число членов ряда.

Результаты приводятся в таблице 2.1.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

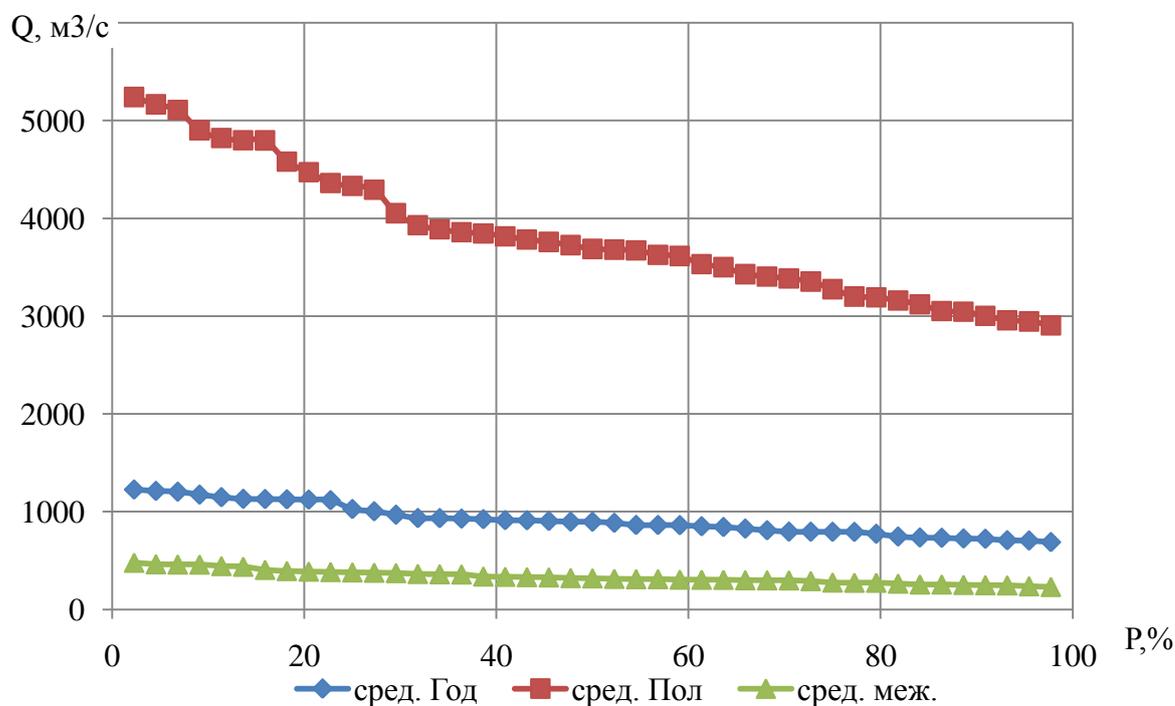


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	Годы	Q _{Ср.год.}	Годы	Q _{Ср.пав.}	Годы	Q _{Ср.меж.}
1	2,3	1971	1226	2003	5241	1977	479
2	4,5	2003	1212	1971	5166	1994	464
3	6,8	1994	1204	1982	5109	2006	461
4	9,1	2011	1174	1994	4902	1989	460
5	11,4	2006	1148	2011	4821	2011	445
6	13,6	1982	1131	1979	4800	1971	438
7	15,9	1989	1129	1992	4797	2003	406
8	18,2	1977	1126	2006	4581	1981	394
9	20,5	1992	1123	1989	4473	1992	388
10	22,7	1979	1117	1977	4362	1991	384
11	25,0	2010	1027	2001	4332	1979	380
12	27,3	2001	1004	2010	4293	1983	377
13	29,5	1981	969	1986	4053	2010	373
14	31,8	1983	935	1984	3930	1993	364
15	34,1	1991	934	1969	3888	1999	361
16	36,4	1986	929	2002	3858	1997	359
17	38,6	1969	923	1981	3846	2001	338
18	40,9	1970	913	1970	3816	1982	335
19	43,2	1997	912	1973	3783	1970	332
20	45,5	2002	905	1995	3759	1969	329
21	47,7	1984	898	1983	3726	1990	322
22	50,0	1973	897	1975	3687	1973	319
23	52,3	1995	886	1991	3681	2002	314
24	54,5	1975	864	1997	3672	1978	311
25	56,8	1978	864	1978	3627	1995	311
26	59,1	1993	862	1985	3615	1972	306
27	61,4	1985	851	2005	3531	2005	305
28	63,6	2005	843	1976	3501	1986	304
29	65,9	1972	827	1972	3429	2007	300
30	68,2	1999	810	2009	3405	1975	299
31	70,5	2007	796	2000	3384	1985	298
32	72,7	1990	795	1993	3354	1984	291
33	75,0	1976	794	2007	3276	1974	276
34	77,3	2000	793	1987	3201	1998	274
35	79,5	2009	774	1996	3192	2000	274
36	81,8	1996	746	1990	3159	2004	265
37	84,1	1998	736	1980	3120	1996	256
38	86,4	1980	733	1999	3051	1980	256
39	88,6	1987	726	1998	3045	1976	252
40	90,9	1974	723	2008	3003	2008	249
41	93,2	2008	708	1974	2958	2009	247
42	95,5	2004	705	1988	2946	1988	238
43	97,7	1988	689	2004	2904	1987	231

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 90% и 50% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

Выбирается эталонный год по обеспеченности среднегодовых расходов. Внутригодовое распределение расходов не типично для заданной обеспеченности, поэтому из среднеполоводных и среднемеженных расходов берутся те, которые соответствуют расчётной обеспеченности, а также находятся расходы соответствующие эталонному году, если они не совпадают, то вычисляются коэффициенты приведения по формуле:

$$k = \frac{Q_{90\%}}{Q_{\text{эт}}}, \quad (2.2)$$

где $Q_{90\%}$ – расход расчётной обеспеченности;
 $Q_{\text{эт}}$ – расход в эталонном году.

Аналогично считаются коэффициенты для средневодного года. Значения коэффициентов занесены в таблицы 2.2, 2.3 и 2.4.

Таблица 2.2 – Коэффициенты приведения для маловодного года 1987

P = 88,6%	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	1987	726	-
Половодье	1998	3045	0,95
	1987	3201	
Межень	1976	252	1,09
	1987	231	

Таблица 2.3 – Коэффициенты приведения для маловодного года 1974

P = 90,9%	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	1974	723	-
Половодье	2008	3003	1,02
	1974	2958	
Межень	2008	249	0,90
	1974	276	

Таблица 2.4 – Коэффициенты приведения для средневодного года 1973

P = 50%	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	1973	897	-
Половодье	1975	3687	0,97
	1973	3783	
Межень	1973	319	1,0
	1973	319	

По таблицам 2.2-2.3, по коэффициентам приведения выбираем в качестве маловодного года 1974 г., так как коэффициенты приведения в этом году ближе к единице.

Далее приводятся эталонные года: расходы умножаются на соответствующие коэффициенты приведения (2.5-2.6):

Таблица 2.5 – Приведение расходов маловодного года

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
144	120,0	108	516	3108	2808	336	552	420	264	204	96
130	108	97	466	3155	2851	303	498	379	238	184	87

Таблица 2.6 – Приведение расходов средневодного года

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
174	180,0	168	420	3372	4194	564	510	516	288	234	138
174	180	168	420	3286	4088	564	510	516	288	234	138

Окончательная проверка производится по условию, что расход в каждом месяце средневодного года с 50% обеспеченностью, должен быть больше расхода в этом же месяце маловодного года с 90% обеспеченностью иначе производим корректировку расходов.

Таблица 2.7 – Корректировка расходов маловодного и средневодного годов

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
P=50%	174	180	168	420	3286	4088	564	510	516	288	234	138
P=90%	130	108	97	466	3155	2851	303	498	379	238	184	87
P=50% кор	174	180	168	470	3286	4088	514	510	516	288	234	138

Гидрографы представлены на рисунке 2.2.

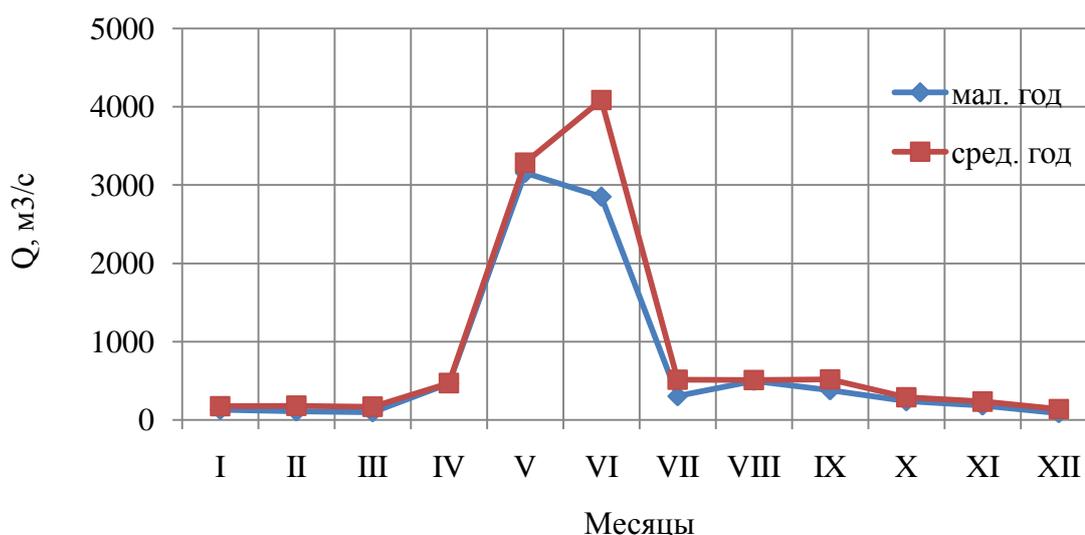


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Данные по энергосистеме Северо-Запад получены с сайта <http://so-ups.ru/>, в частности суточные графики нагрузки за зимние и летние сутки (табл.2.8).

Таблица 2.8 – Суточные графики нагрузки

Часы суток	Зима, МВт	Лето, МВт
1	14759	10047
2	14524	9716
3	14081	9085
4	13702	8998
5	13638	9021
6	13645	8972
7	13930	9001
8	14451	9128
9	15039	9473
10	16035	9771
11	16221	9782
12	16216	9868
13	16168	9771
14	16057	9679
15	16018	9748
16	15883	9621
17	16157	9883
18	16134	10169
19	16134	9674
20	16062	9667
21	15973	9746
22	15906	9631
23	15860	9539
24	15280	9667

График нагрузки энергосистемы представлен на рисунке 2.3.

Определяем для максимальной мощности системы коэффициенты А и В:

$$A = (P_{max} \text{ зима} + P_{max} \text{ лето})/2 = (16221 + 10169)/2 = 13195 \quad (2.3)$$

$$B = (P_{max} \text{ зима} - P_{max} \text{ лето})/2 = (16221 - 10169)/2 = 3026 \quad (2.4)$$

С помощью коэффициентов А и В находим годовой график максимального потребления энергосистемы по формуле:

$$P_{max} = A + B \cdot \cos((30^\circ \cdot \text{№месяца} - 15^\circ). \quad (2.5)$$

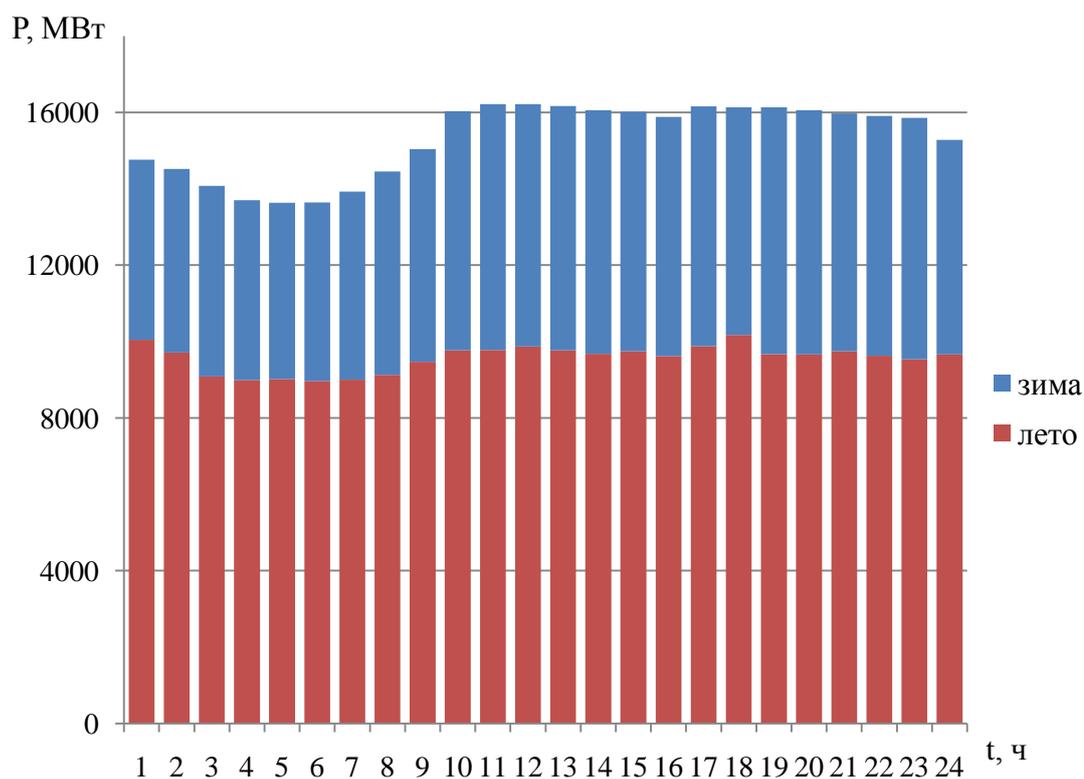


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки

Результаты представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Таблица максимальных и средних мощностей.

Месяц	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт
1	16118	10139
2	15335	9646
3	13978	8793
4	12412	7808
5	11055	6954
6	10169	6397
7	10169	6397
8	11055	6954
9	12412	7808
10	13978	8793
11	15335	9646
12	16118	10139

По данным таблицы 2.9 строим годовой график потребления энергосистемы в МВт. График представлен на рисунке 2.4.

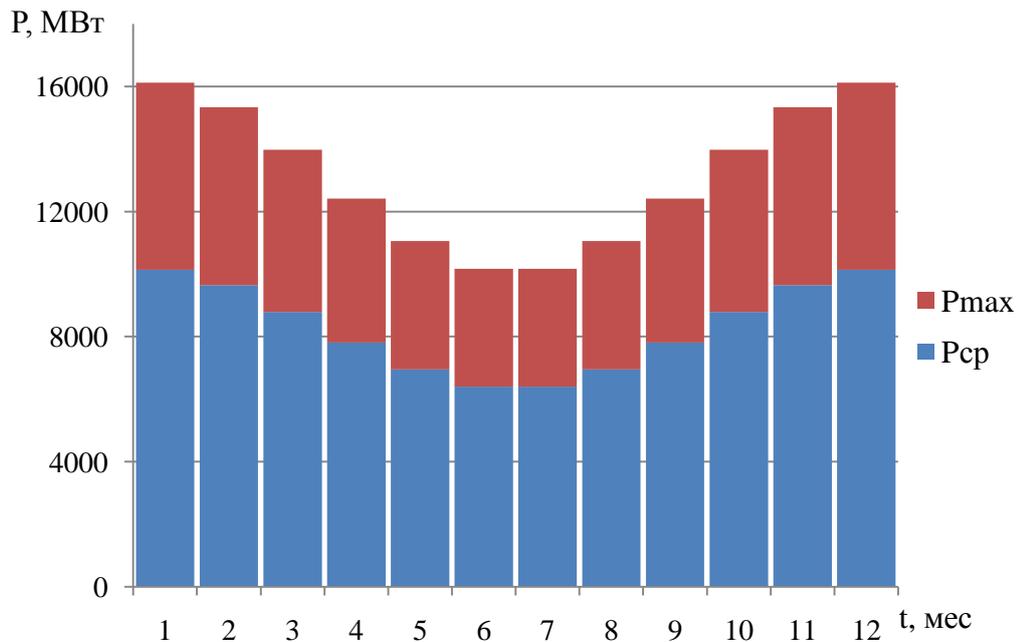


Рисунок 2.4 – Годовой график нагрузки

2.3 Расчет мощности ГЭС без регулирования (по бытовому стоку)

Задача данного этапа для условий маловодного года в первом приближении перераспределить сток с половодного периода на зимний период, дефицитный как по воде, так и по электроэнергии.

Для выбранного расчетного маловодного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_t^{\text{быт}} = k_N \cdot Q_t^{90\%} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.6)$$

где $k_N = 8,7$ – коэффициент мощности;

$Q_t^{90\%}$ – полезный бытовой расход расчётного маловодного года (табл. 2.8);

$H_t^{\text{ГЭС}}$ – напор на станции, зависит только от величины составляющей $\nabla\text{НБ}$, т.к. она зависит от расходов в НБ, $\nabla\text{ВБ}$ принимается равным НПУ.

Полезный бытовой расход – это разность подведенного расхода и потерь из водохранилища (на испарение, льдообразование, фильтрацию и потребление из водохранилища).

Расчёт приведён в таблице 2.10.

2.4 Расчет мощности ГЭС по требованиям ВХК

Следующим этапом рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_t^{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_t^{\text{ВХК}} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.7)$$

где $k_N = 8,7$ – коэффициент мощности;
 $Q_t^{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованию участников ВХК (таблица 1.2);
 $H_t^{\text{ГЭС}}$ – напор на ГЭС.

Расчёт приведён в таблице 2.10.

Полученные мощности откладываются на годовом графике среднемесячных мощностей ниже существующих ГЭС.

Таблица 2.10 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяцы	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0
$Q_i^{\text{пр}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	130	108	97	466	3155	2851	303	498	379	238	184	87
Zвб	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382
$Q_{\text{пот}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6	1	1
$Q_{\text{фил}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	4	4	4	4	4	4	0	0
$Q_{\text{лед}}, \text{ м}^3/\text{с}$	-1	0	0	3	7	4	0	0	0	-1	-3	-6
$Q_{\text{пол}}^{\text{пр}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	126,9	106,3	95,4	466,5	3156,3	2848,7	297,1	492,0	372,9	226,2	179,0	78,6
Zнб, м	306,2	306,0	305,9	307,8	314,3	314,0	306,9	308,0	307,3	307,0	306,6	305,7
H, м	74,3	74,5	74,6	72,7	66,2	66,5	73,6	72,5	73,2	73,5	73,9	74,8
Nбыт, МВт	82,1	68,9	62,0	294,9	1817,7	1648,0	190,3	310,5	237,4	144,7	115,1	51,1
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	400	400	400	600	600	600	600	600	600	400	400	400
Zнб, м	308,2	308,2	308,2	308,5	308,5	308,5	308,5	308,5	308,5	308,2	308,2	308,2
Zвб, м	382,0	382,0	382,0	382,0	382,0	382,0	382,0	382,0	382,0	382,0	382,0	382,0
H, м	72,3	72,3	72,3	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,3	72,3	72,3
Nвхк, МВт	251,4	251,4	251,4	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	251,4	251,4	251,4
Nбыт-Nвхк, МВт	-169,3	-182,5	-189,5	-80,9	1441,8	1272,2	-185,6	-65,4	-138,4	-106,8	-136,3	-200,3

Расположение полученных бытовых мощностей и мощностей при работе ГЭС по требованию ВХК в годовом графике средних нагрузок показывает, что в отдельные, как правило, зимние месяцы, когда потребность энергосистемы в мощности и энергии велика, бытовые мощности минимальны. В период половодья бытовые расходы будут существенно больше расходов, требуемых для водного транспорта. В период летней межени бытовые расходы могут быть ниже, необходимых для обеспечения расходов в НБ по требованию водного транспорта. Это приводит к тому, что, во-первых, для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу ГЭС сверх бытовой, что может быть достигнуто за счёт зарегулирования водохранилища;

во-вторых, в период летне-осенней межени для удовлетворения требований ВХК также может потребоваться сработка водохранилища, в-третьих, в период половодья появляются избытки притока, которые могут быть аккумулированы в водохранилище для последующего использования в зимний период.

По данным таблицы 2.10 определяем излишки мощности по бытовому стоку 1259 МВт, распределяем данную мощность на графике средних мощностей в зимние месяца. Также по таблице 2.10 определяем месяц начала сработки водохранилища это месяц первый после половодья в котором расход (мощность) по ВХК превышает бытовой расход (мощность). Сработку водохранилища начинаем с 7 месяца. График для перераспределения стока представлен на рисунке 2.5.

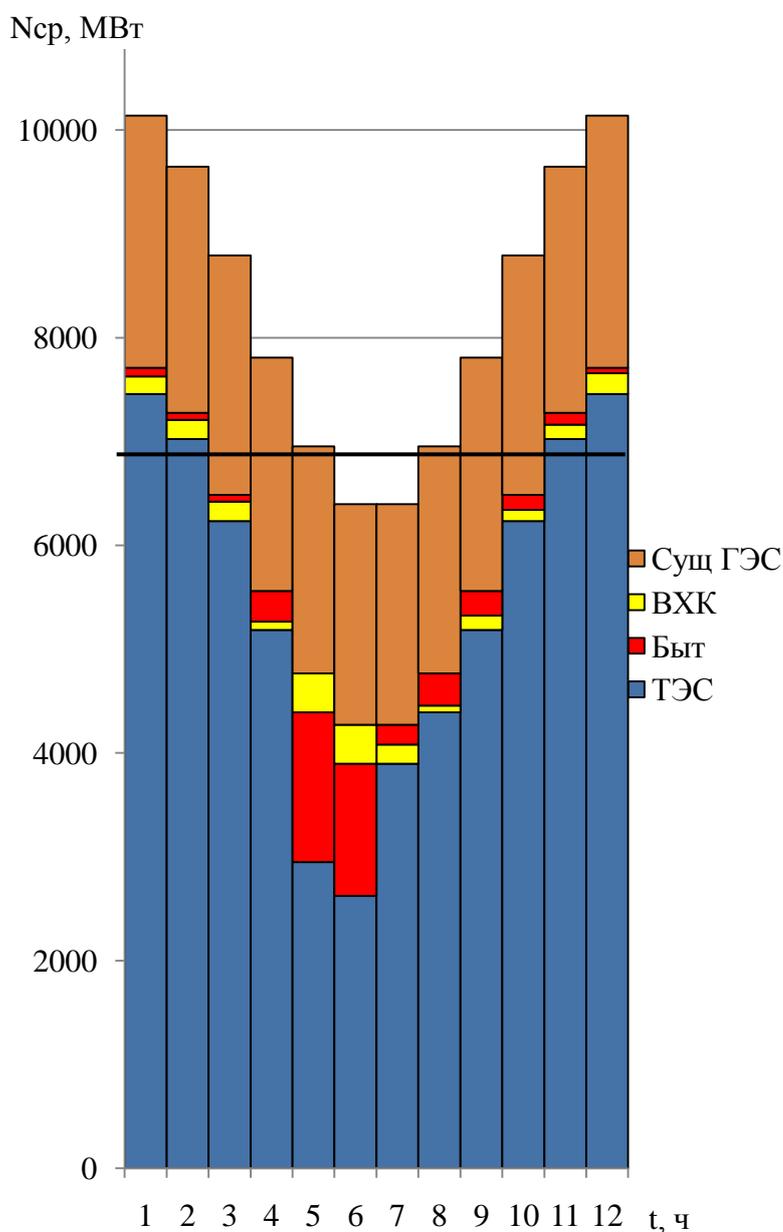


Рисунок 2.5 – График среднемесячных мощностей без регулирования

Из графика видно, что под регулирование попадает четыре месяца мощность января, декабря равна 782 МВт; февраля, ноября – 350 МВт.

2.5 ВЭР по условиям маловодного года

Основной задачей водно-энергетического расчёта (далее ВЭР) является определение: гарантированных мощностей для каждого месяца, уровня мёртвого объёма (далее УМО), среднемноголетней выработки. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и установленной мощности проектируемой станции.

В маловодном году режим работы определяется выдачей гарантированной мощности в течение всего года.

Расчет начинается с первого месяца, следующего за половодьем, когда необходимо использовать воду из водохранилища на покрытие нагрузки, т.е. когда бытового стока недостаточно, чтобы работать той мощностью, которая определена предыдущим расчетом. Исходя из рисунка 2.5 видно, что сработку необходимо начинать с седьмого месяца, когда бытового расхода недостаточно для выдачи необходимой мощности.

Начальная отметка первого месяца сработки – отметка НПУ. Отметка ВБ в начале следующих месяцев принимается равной отметке в конце предыдущего месяца.

Расход в НБ рассчитывается по формуле:

Расход в НБ:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{водохр}} + Q_{\text{фильтр}} + Q_{\text{х.сбр}} \quad (2.8)$$

Расход проходящий через ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{водохр}} \quad (2.9)$$

Напор на станции 2.11:

$$H_{\text{ГЭС}} = z_{\text{ВБ ср.}} - z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.10)$$

Вырабатываемая мощность в МВт:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H_{\text{ГЭС}} / 1000 \quad (2.11)$$

Выработка электроэнергии:

$$Э_{\text{гар}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 \quad (2.12)$$

С работы-наполнения водохранилища с учетом излишек представлен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быг}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лед}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{быг пол}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхк}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{выкр}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}} \text{ м}^3/\text{с}$	ΔV	$V_{\text{нач}}$
7	303	1	1	4	0	297	600	-302	599	600	-0,78	32,89
8	498	1	1	4	0	492	600	-107	599	600	-0,28	32,11
9	379	1	1	4	0	373	600	-226	599	600	-0,59	31,83
10	238	6	1	4	-1	226	400	-173	399	400	-0,45	31,24
11	184	1	1	0	-3	179	400	-310	489	490	-0,80	30,79
12	87	1	1	0	-6	79	400	-1292	1371	1372	-3,35	29,99
1	130	1	1	0	-1	127	400	-1412	1539	1540	-3,66	26,64
2	108	1	1	0	0	106	400	-523	630	631	-1,36	22,98
3	97	1	1	0	0	95	400	-304	399	400	-0,79	21,63
4	466	1	1	0	3	467	600	-132	599	600	-0,34	20,84
5	3155	1	1	4	7	3156	600	2557	599	600	6,63	20,50
6	2851	1	1	4	4	2849	600	2250	599	600	5,83	27,12

Продолжение таблицы 2.11

Месяц	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Z_{\text{КБ}}, \text{ м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{ м}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_t, \text{ МВт}$	$\mathcal{E}, \text{ млн кВтч}$
7	32,11	382,0	380,69	381,35	308,503	71,34	372	276,68
8	31,83	380,69	380,26	380,48	308,502	70,48	367	273,25
9	31,24	380,26	379,34	379,80	308,502	69,80	364	261,86
10	30,79	379,34	378,62	378,98	308,2503	69,23	240	178,88
11	29,99	378,62	377,32	377,97	308,8345	67,64	287,7	207,16
12	26,64	377,32	371,66	374,49	312,6643	60,33	719,3	535,15
1	22,98	371,66	364,99	368,32	313,1039	53,72	719,3	535,16
2	21,63	364,99	362,38	363,68	309,6586	52,53	287,7	193,33
3	20,84	362,38	360,82	361,60	308,2521	51,85	180	134,06
4	20,50	360,82	360,14	360,48	308,5	50,48	263	189,26
5	27,12	360,14	372,49	366,32	308,504	56,31	294	218,44
6	32,96	372,49	382,00	377,25	308,501	67,25	350	252,20

Входе данного расчета была определена гарантированная мощность, которая составляет 719,3 МВт, отметка уровня мертвого объема 360,14 м.

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для определения установленной мощности ГЭС используем суточные графики нагрузки и ИКН. Данные для построения приведены в таблице 2.12, 2.13, проиллюстрированы на рисунках 2.6, 2.7.

Таблица 2.12 – Координаты кривой ИКН энергосистемы для зимнего периода

Часы	Потребление	Ранж.	ΔP	Δt	$\Delta \mathcal{E}$	\mathcal{E}	P
1	14759	16221	5	1	5	5	5
2	14524	16216	48	2	96	101	53
3	14081	16168	11	3	33	134	64
4	13702	16157	23	4	92	226	87
5	13638	16134	0	5	0	226	87
6	13645	16134	72	6	432	658	159
7	13930	16062	5	7	35	693	164
8	14451	16057	22	8	176	869	186
9	15039	16035	17	9	153	1022	203
10	16035	16018	45	10	450	1472	248
11	16221	15973	67	11	737	2209	315
12	16216	15906	23	12	276	2485	338
13	16168	15883	23	13	299	2784	361
14	16057	15860	580	14	8120	10904	941
15	16018	15280	241	15	3615	14519	1182
16	15883	15039	280	16	4480	18999	1462
17	16157	14759	235	17	3995	22994	1697
18	16134	14524	73	18	1314	24308	1770
19	16134	14451	370	19	7030	31338	2140
20	16062	14081	151	20	3020	34358	2291
21	15973	13930	228	21	4788	39146	2519
22	15906	13702	57	22	1254	40400	2576
23	15860	13645	7	23	161	40561	2583
24	15280	13638	13638	24	327312	367873	16221

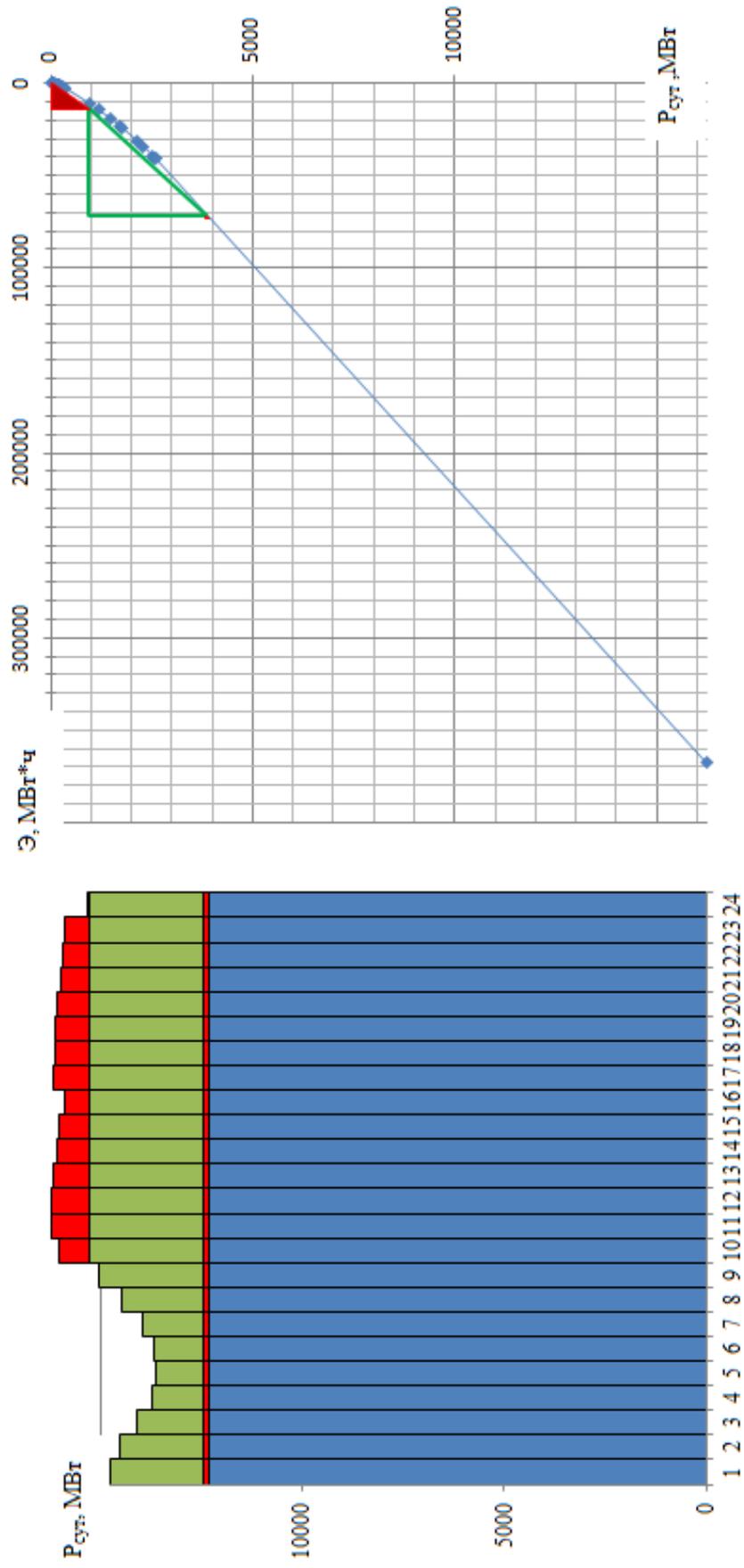


Рисунок 2.6 – Суточный график и ИКН зимнего периода

Так как проектируемая станция будет работать в энергосистеме Северо-Запад и имеется дефицит мощности Усть-Жунская ГЭС будет работать в пиковой части графика нагрузки, а для обеспечения санитарного попуска часть мощности будет вырабатываться постоянно работая в базовой части графика нагрузки.

Рабочая мощность проектируемой станции пиковой части графики нагрузки зависит от числа часов работы станции в сутки, рабочая мощность проектируемой станции базовой части графика нагрузки равна гарантированной мощности приходящейся на базу.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб. ГЭС}} = N_{\text{гар пик ГЭС}} \cdot \frac{24}{t} + N_{\text{гар базы ГЭС}} = 600,4 \cdot \frac{24}{15} + 118,9 = 1079,54 \text{ МВт. (2.13)}$$

Таблица 2.13 – Координаты кривой ИКН энергосистемы для летнего периода

Часы	Потребление	Ранж.	ΔP	Δt	$\Delta \mathcal{E}$	\mathcal{E}	P
1	10047	10169	122	1	122	122	122
2	9716	10047	164	2	328	450	286
3	9085	9883	15	3	45	495	301
4	8998	9868	86	4	344	839	387
5	9021	9782	11	5	55	894	398
6	8972	9771	0	6	0	894	398
7	9001	9771	23	7	161	1055	421
8	9128	9748	2	8	16	1071	423
9	9473	9746	30	9	270	1341	453
10	9771	9716	37	10	370	1711	490
11	9782	9679	5	11	55	1766	495
12	9868	9674	7	12	84	1850	502
13	9771	9667	0	13	0	1850	502
14	9679	9667	36	14	504	2354	538
15	9748	9631	10	15	150	2504	548
16	9621	9621	82	16	1312	3816	630
17	9883	9539	66	17	1122	4938	696
18	10169	9473	345	18	6210	11148	1041
19	9674	9128	43	19	817	11965	1084
20	9667	9085	64	20	1280	13245	1148
21	9746	9021	20	21	420	13665	1168
22	9631	9001	3	22	66	13731	1171
23	9539	8998	26	23	598	14329	1197
24	9667	8972	8972	24	215328	229657	10169

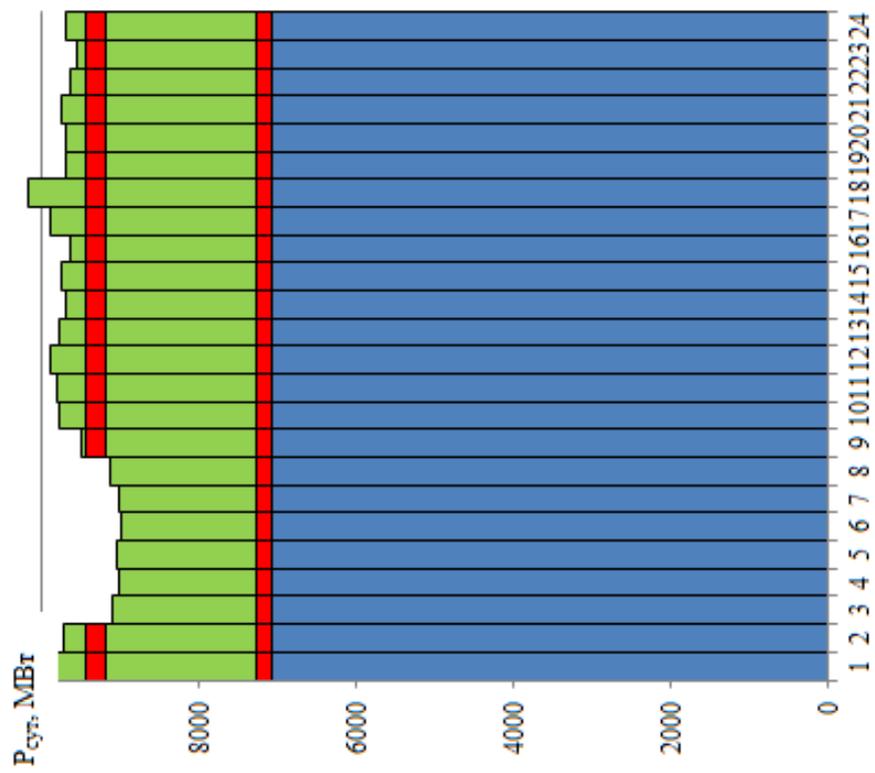
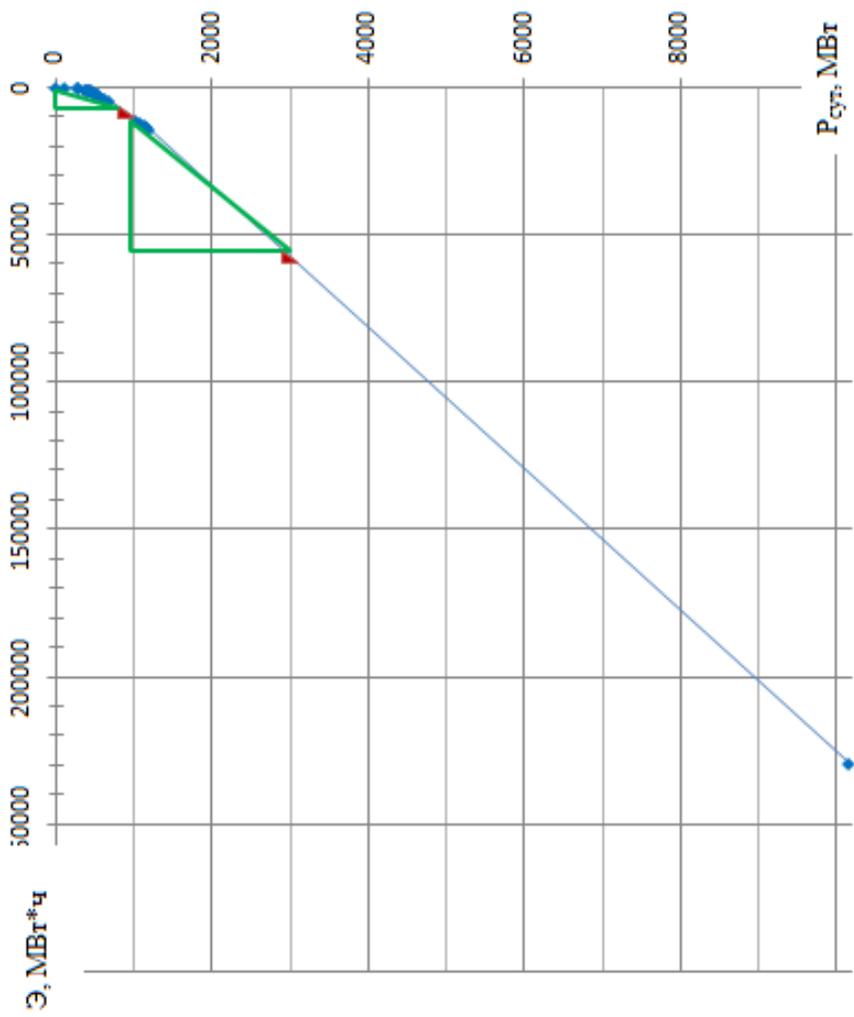


Рисунок 2.7 – Суточный график и ИКН летнего периода

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен $2\% P_t^{\max}$, аварийный резерв составляет 8% от P_t^{\max} .

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы из таблицы 2.15:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{ав.рез}^{ТЭС} = 6238 + 710 = 6948 \text{ МВт.} \quad (2.14)$$

Для определения нагрузочного резерва существующих и проектируемой ГЭС, распределим нагрузочный резерв системы пропорционально их рабочим мощностям. В результате проектируемая ГЭС должна покрывать четверть нагрузочного резерва системы.

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.пр}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 1079,54 + 38,02 = 1117,56 \text{ МВт.} \quad (2.15)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 15 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующей ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{1117,56}{12} = 93 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год.} \quad (2.16)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{2900}{12} = 242 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год.} \quad (2.17)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{рем}^{ТЭС} = \left(\frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right). \quad (2.18)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{13346}{4} + \frac{13346}{2} \right) = 10000 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

Расчеты представлены в таблице 2.14, баланс мощности изображен на рисунке 2.8.

Таблица 2.14 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Мес.	Система			ГЭС существующие			ГЭС проектируемая			ТЭС		
	N сист.	N а.в.	N н.р.	N раб.	N н.р.	N рем.	N раб.	N н.р.	N рем.	N раб.	N а.р.	N рем.
1	16118	1128	242	2821	204	0	1079,5	38,0	0	12217	1128	0
2	15335	1073	230	2789,6	194	0	950,9	36,2	0	11594	1073	0
3	13978	978	210	2758,2	177	140	822,2	33,0	0	10398	978	0
4	12412	869	186	2726,8	157	102	693,6	29,3	93	8992	869	365
5	11055	774	166	2695,4	140	0	564,9	26,1	0	7795	774	1837
6	10169	712	153	2664	129	0	436,3	24,0	0	7069	712	2798
7	10169	712	153	2664	129	0	436,3	24,0	0	7069	712	2798
8	11055	774	166	2695,4	140	0	564,9	26,1	0	7795	774	1837
9	12412	869	186	2726,8	157	0	693,6	29,3	0	8992	869	365
10	13978	978	210	2758,2	177	0	822,2	33,0	0	10398	978	0
11	15335	1073	230	2789,6	194	0	950,9	36,2	0	11594	1073	0
12	16118	1128	242	2821	204	0	1079,5	38,0	0	12217	1128	0

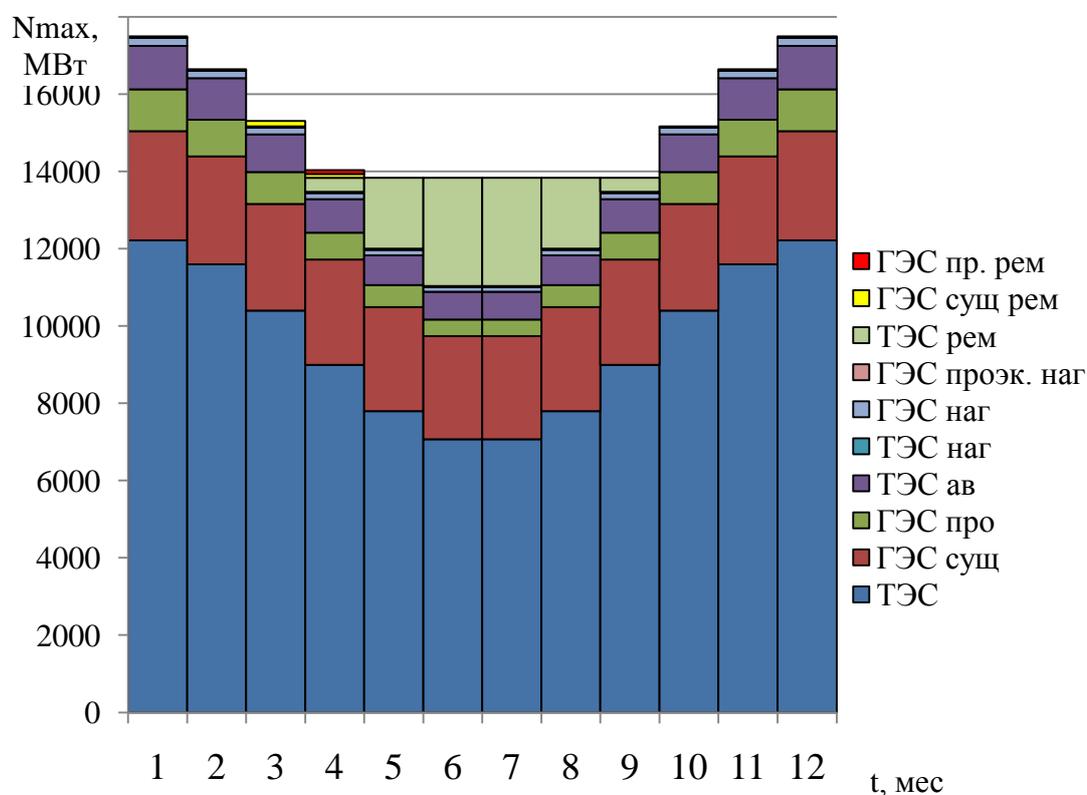


Рисунок 2.8 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

2.7 ВЭР по условиям средневодного года

По условиям средневодного года также проводится режим сработки-наполнения. Все величины находятся аналогично, отметка УМО, полученная из расчетов по условиям маловодного года не изменяется, гарантированная энергоотдача в ноябре, декабре, январе и феврале тоже не меняется. Цель расчета сработки-наполнения по условиям средневодного года – определение среднемноголетней выработки.

Сработать водохранилище можно несколькими способами:

- первый: в начале сработки выдаются мощности маловодного года, сработка может задерживаться по сравнению с условиями маловодного года, тогда ГЭС будет работать на повышенных напорах. Но так как принято условие ежегодной сработки до отметки УМО, весь накопленный запас воды сработается к началу половодья (в последнем месяце периода сработки);

- второй: по графику сработки маловодного года (т.е. по отметкам ВБ) с увеличением мощности за счет большего притока в средневодном году в сравнении маловодного.

Принимается тот способ, при котором имеется наибольшая выработка электроэнергии, которая объявляется, как среднемноголетняя выработка.

ВЭР по условиям средневодного года приведены в таблице 2.15 первый способ, в таблице 2.16 – второй.

Таблица 2.15 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году первый способ

Месяц	$Q_{\text{блг}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лог}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лп}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лед}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{блг пол}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхк}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхр}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}} \text{ м}^3/\text{с}$	ΔV	$V_{\text{нач}}$
7	514	1	1	4	0	508	600	-88	596	597	-0,23	32,89
8	510	1	1	4	0	504	600	-87	591	592	-0,23	32,66
9	516	1	1	4	0	510	600	-78	588	589	-0,20	32,44
10	288	6	1	4	-1	276	400	-114	390	391	-0,30	32,23
11	234	1	1	0	-3	229	400	-246	475	476	-0,64	31,94
12	138	1	1	0	-6	130	400	-1185	1315	1316	-3,07	31,30
1	174	1	1	0	-1	171	400	-1277	1448	1449	-3,31	28,23
2	180	1	1	0	0	178	400	-406	584	585	-1,05	24,92
3	168	1	1	0	0	166	400	-201	367	368	-0,52	23,87
4	470	1	1	0	3	471	600	-1099	1570	1571	-2,85	23,35
5	3286	1	1	4	7	3287	600	2690	597	598	6,97	20,50
6	4088	1	1	4	4	4086	600	2117	1969	1970	5,49	27,47

Продолжение таблицы 2.15

Месяц	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	$Z_{\text{кс}}, \text{М}$	$Z_{\text{ср}}, \text{М}$	$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	$H, \text{М}$	$N_b, \text{МВт}$	$\Xi, \text{млн. кВтч}$
7	32,66	382,0	381,55	381,78	308,488	71,79	372	276,94
8	32,44	381,55	381,2	381,38	308,464	71,41	367	273,19
9	32,23	381,20	380,89	381,05	308,45	71,10	364	261,87
10	31,94	380,89	380,43	380,66	308,1879	70,97	241	179,17
11	31,30	380,43	379,43	379,93	308,7469	69,68	288,0	207,34
12	28,23	379,43	374,39	376,91	312,5012	62,91	719,7	535,46
1	24,92	374,39	368,58	371,48	312,8768	57,11	719,4	535,25
2	23,87	368,58	366,65	367,61	309,403	56,71	288,1	193,63
3	23,35	366,65	365,67	366,16	308,029	56,63	181	134,53
4	20,50	365,67	360,14	362,91	311,947	49,46	676	486,41
5	27,47	360,141	373,09	366,62	308,495	56,62	294	218,96
6	32,96	373,09	382	377,55	312,847	63,20	1082	779,31

Таблица 2.16 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году второй способ

Месяц	$Q_{\text{быг}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пог}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фр}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лсп}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лед}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{быг пол}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхк}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхкр}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}} \text{ м}^3/\text{с}$	ΔV	$V_{\text{нач}}$
7	514	1	1	4	0	508	600	-302	810	811	-0,78	32,89
8	510	1	1	4	0	504	600	-107	611	612	-0,28	32,11
9	516	1	1	4	0	510	600	-226	736	737	-0,59	31,83
10	288	6	1	4	-1	276	400	-173	449	450	-0,45	31,24
11	234	1	1	0	-3	229	400	-310	539	540	-0,80	30,79
12	138	1	1	0	-6	130	400	-1292	1422	1423	-3,35	29,99
1	174	1	1	0	-1	171	400	-1412	1583	1584	-3,66	26,64
2	180	1	1	0	0	178	400	-523	701	702	-1,36	22,98
3	168	1	1	0	0	166	400	-304	470	471	-0,79	21,63
4	470	1	1	0	3	471	600	-132	603	604	-0,34	20,84
5	3286	1	1	4	7	3287	600	2557	730	731	6,63	20,50
6	4088	1	1	4	4	4086	600	2250	1836	1837	5,83	27,12

Продолжение таблицы 2.16

Месяц	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	$Z_{\text{кб}}, \text{М}$	$Z_{\text{ср}}, \text{М}$	$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	$H, \text{м}$	$N_t, \text{МВт}$	$\mathcal{E}, \text{млн. кВт}\cdot\text{ч}$
7	32,11	382,0	380,69	381,35	309,443	70,40	496	369,13
8	31,83	380,69	380,26	380,48	308,559	70,42	374	278,50
9	31,24	380,26	379,34	379,80	309,128	69,17	443	318,91
10	30,79	379,34	378,62	378,98	308,5805	68,90	269	200,25
11	29,99	378,62	377,32	377,97	309,1394	67,34	315,7	227,30
12	26,64	377,32	371,66	374,49	312,8072	60,18	744,5	553,90
1	22,98	371,66	364,99	368,32	313,2051	53,62	738,5	549,46
2	21,63	364,99	362,38	363,68	310,0406	52,14	318,1	213,80
3	20,84	362,38	360,82	361,60	308,7152	51,39	210	156,33
4	20,50	360,82	360,14	360,48	308,521	50,46	265	190,60
5	27,12	360,14	372,49	366,32	309,104	55,71	354	263,41
6	32,96	372,49	382,00	377,25	312,575	63,17	1009	726,35

По результатам расчета представленных в таблицах 2.15 и 2.16 получаем выработка электроэнергии при сработке водохранилища первым способом равна 3083,3 млн. кВт·ч, вторым – 3058,2 млн. кВт·ч, при наполнении водохранилища первым способом – 998,3 млн. кВт·ч, при наполнении водохранилища вторым способом – 989,8 млн. кВт·ч. В результате срабатывать и наполнять водохранилище будем первым способом. Среднегодовая выработка Усть-Жунской ГЭС равна 4,08 млрд. кВт·ч.

График сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году представлен на рисунке 2.9.

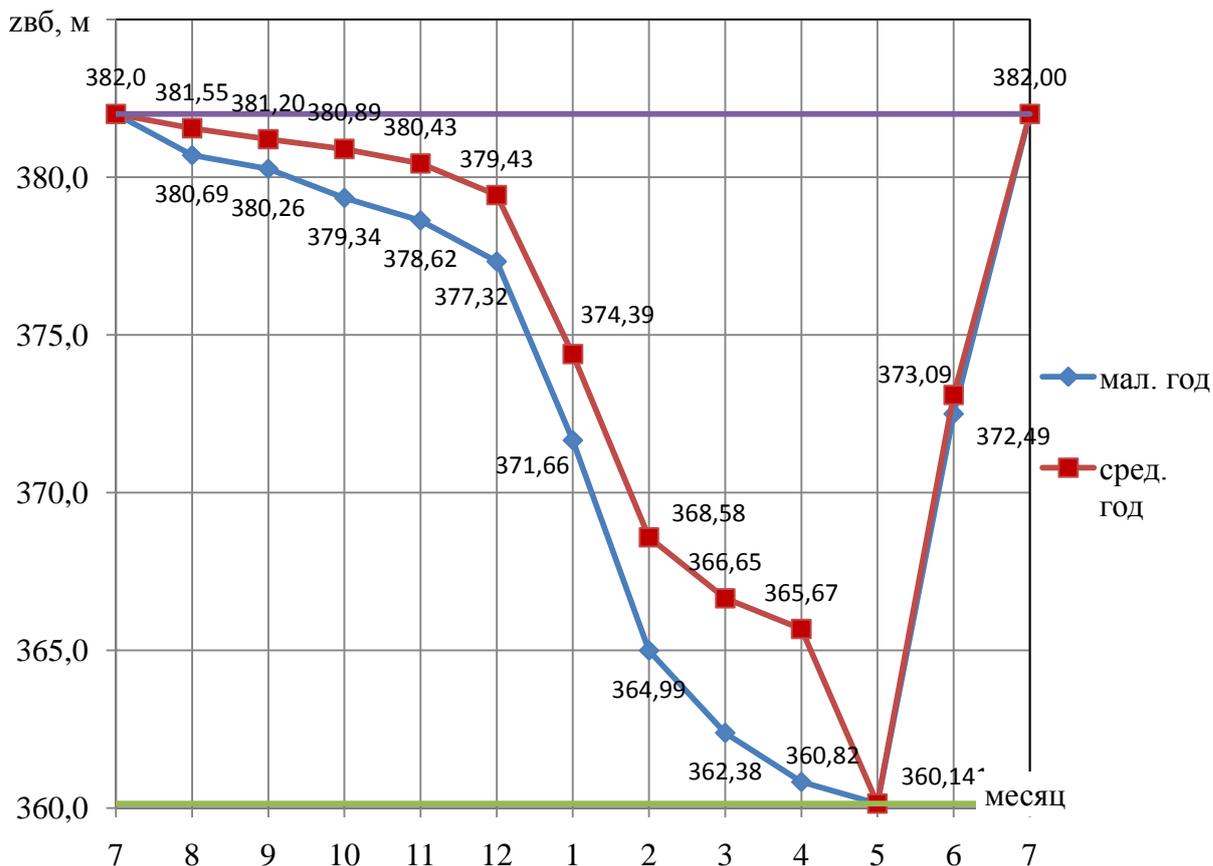


Рисунок 2.9 – График сработки наполнения водохранилища

2.8 Определение максимального расчетного расхода

Проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I класс гидротехнического сооружения. Сооружение данного класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, вероятность которого составляет 0,1 %. Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным поверочного расчетного случая, пропуск половодья с расходом, вероятность которого составляет 0,01 %.

Чтобы вычислить максимальный расчетный расход, необходимо знать средний паводковый расход, коэффициент вариации и коэффициент асимметрии. Чтобы найти эти величины, выбираем максимальный расход в каждом году таблицы 2.17 из таблицы 1 и берем их среднее значение.

Вычисляются модульные коэффициенты K_i каждого расхода:

$$K_i = \frac{Q_i}{Q_{cp}}. \quad (2.19)$$

Таблица 2.17 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P,%	Года	Q _{max.год} , м ³ /с	K	(K-1)	(K-1) ²	(K-1) ³
1	2,3	2003	5916	1,400	0,400	0,160	0,064
2	4,5	1994	5898	1,396	0,396	0,157	0,062
3	6,8	1971	5850	1,384	0,384	0,148	0,057
4	9,1	1979	5358	1,268	0,268	0,072	0,019
5	11,4	1992	5256	1,244	0,244	0,059	0,015
6	13,6	1982	5124	1,213	0,213	0,045	0,010
7	15,9	2006	5076	1,201	0,201	0,041	0,008
8	18,2	1989	4896	1,159	0,159	0,025	0,004
9	20,5	2011	4884	1,156	0,156	0,024	0,004
10	22,7	2001	4830	1,143	0,143	0,020	0,003
11	25,0	2010	4770	1,129	0,129	0,017	0,002
12	27,3	1995	4752	1,125	0,125	0,016	0,002
13	29,5	1977	4740	1,122	0,122	0,015	0,002
14	31,8	1970	4572	1,082	0,082	0,007	0,001
15	34,1	1985	4506	1,066	0,066	0,004	0,000
16	36,4	2005	4440	1,051	0,051	0,003	0,000
17	38,6	2002	4392	1,039	0,039	0,002	0,000
18	40,9	1975	4374	1,035	0,035	0,001	0,000
19	43,2	1972	4260	1,008	0,008	0,000	0,000
20	45,5	1983	4212	0,997	-0,003	0,000	0,000
21	47,7	1973	4194	0,993	-0,007	0,000	0,000
22	50,0	1981	4188	0,991	-0,009	0,000	0,000
23	52,3	1986	4116	0,974	-0,026	0,001	0,000
24	54,5	1969	4104	0,971	-0,029	0,001	0,000
25	56,8	1984	3948	0,934	-0,066	0,004	0,000
26	59,1	2000	3882	0,919	-0,081	0,007	-0,001
27	61,4	1997	3804	0,900	-0,100	0,010	-0,001
28	63,6	1976	3792	0,897	-0,103	0,011	-0,001
29	65,9	1980	3792	0,897	-0,103	0,011	-0,001
30	68,2	1991	3792	0,897	-0,103	0,011	-0,001
31	70,5	1993	3780	0,895	-0,105	0,011	-0,001
32	72,7	1978	3714	0,879	-0,121	0,015	-0,002
33	75,0	2007	3678	0,870	-0,130	0,017	-0,002
34	77,3	1987	3654	0,865	-0,135	0,018	-0,002
35	79,5	2008	3648	0,863	-0,137	0,019	-0,003
36	81,8	2009	3564	0,843	-0,157	0,025	-0,004
37	84,1	1996	3270	0,774	-0,226	0,051	-0,012
38	86,4	2004	3210	0,760	-0,240	0,058	-0,014
39	88,6	1990	3168	0,750	-0,250	0,063	-0,016
40	90,9	1998	3126	0,740	-0,260	0,068	-0,018
41	93,2	1974	3108	0,736	-0,264	0,070	-0,018
42	95,5	1999	3072	0,727	-0,273	0,075	-0,020
43	97,7	1988	2988	0,707	-0,293	0,086	-0,025
Сумма			181698	43	0	1,443	0,110

Коэффициент вариации C_v равен:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (K_i - 1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{1,443}{43}} = 0,183. \quad (2.20)$$

Коэффициент асимметрии C_s равен:

$$C_s = \frac{\sum (K_i - 1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,11}{43 \cdot 0,183^3} = 0,417. \quad (2.21)$$

Определяем среднеквадратичную ошибку определения коэффициента асимметрии:

$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{6/n} \cdot \sqrt{1 + 6C_v^2 + 5C_v^4}}{C_s} \cdot 100; \quad (2.22)$$

$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{6/43} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0,183^2 + 5 \cdot 0,183^4}}{0,417} \cdot 100 = \pm 98,3 \text{ \%}.$$

Средняя квадратическая ошибка определения коэффициента вариации не удовлетворяет требованиям[3].

Максимальные расходы для построения кривой обеспеченности приведены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 - Максимальные расходы для построения кривой обеспеченности

P, %	0,01	0,1	0,5	1	2	3	5	10	20	25	30
Φ	4,61	3,66	2,95	2,61	2,26	2,04	1,75	1,32	0,82	0,63	0,47
Ms=Cv*Φ	0,84	0,67	0,54	0,48	0,41	0,37	0,32	0,24	0,15	0,12	0,09
Ks=Ms+1	1,84	1,67	1,54	1,48	1,41	1,37	1,32	1,24	1,15	1,12	1,09
Q=Qcp*Ks	7793	7058	6509	6246	5975	5804	5580	5247	4860	4713	4589

Продолжение таблицы 2.18

P, %	40	50	60	70	75	80	90	95	97	99	99,9
Φ	0,19	-0,07	-0,31	-0,57	-0,71	-0,85	-1,23	-1,52	-1,70	-2,03	-2,54
Ms=Cv*Φ	0,03	-0,01	-0,06	-0,10	-0,13	-0,16	-0,23	-0,28	-0,31	-0,37	-0,47
Ks=Ms+1	1,03	0,99	0,94	0,90	0,87	0,84	0,77	0,72	0,69	0,63	0,53
Q=Qcp*Ks	4373	4171	3986	3784	3676	3568	3274	3049	2910	2654	2260

Кривые обеспеченности по максимальным расходам речного приведены на рисунке 2.10.

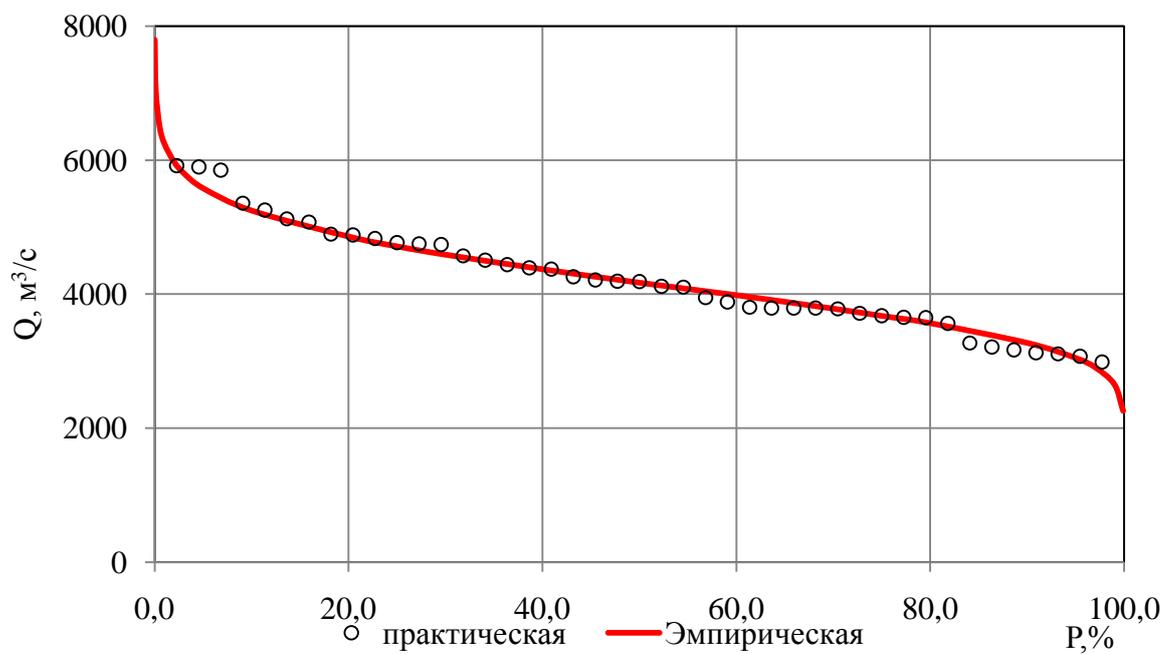


Рисунок 2.10 – Кривые обеспеченности речного стока

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

– выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

– необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $Z_{вб}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{сраб}$ от НПУ до УМО (рисунок 1.2);

$Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода (рисунок 1.1);

Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

– ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст.расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (3.2)$$

– ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{\text{ГЭС}} = \frac{Q_{\text{ГЭС}}^{\max}}{\sqrt{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}^{\max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидроэлектростанции при расчетном напоре H_p (рисунок 3.1).

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{\text{НПУ}}, \text{ м}$	$H_{\text{УМО}}, \text{ м}$	$H_{\text{Звб1}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
305	0	75,50	53,64	64,98	72,0	1784	59,0	2305
307,47	400	73,03	51,17	62,51	70,0	1835	57,0	2266
309,42	800	71,08	49,22	60,56	68,0	1889	55,0	2226
310,85	1200	69,65	47,79	59,13	66,0	1946	53,0	2185
312,02	1600	68,48	46,62	57,96	64,0	2007	51,0	2143
312,93	2000	67,57	45,71	57,05	62,0	2072	49,0	2101
313,515	2400	66,99	45,13	56,47	60,0	2141	47,0	2058
313,97	2800	66,53	44,67	56,01	58,0	2215	45,0	2013
314,36	3200	66,14	44,28	55,62	56,0	2294	43,0	1968

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности (рисунок 3.1).

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 56,7 \text{ м}$;
- минимальный напор $H_{\min} = 45,8 \text{ м}$;
- максимальный напор $H_{\max} = 74,0 \text{ м}$;
- максимальный расход $Q_{\max} = 2260 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- 1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
- 2) отношение $H_{\min} / H_{\text{пред}} = 45,8 / 75 = 0,61$ должно быть не меньше справочных данных.
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует РО-75 и ПЛД90 со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

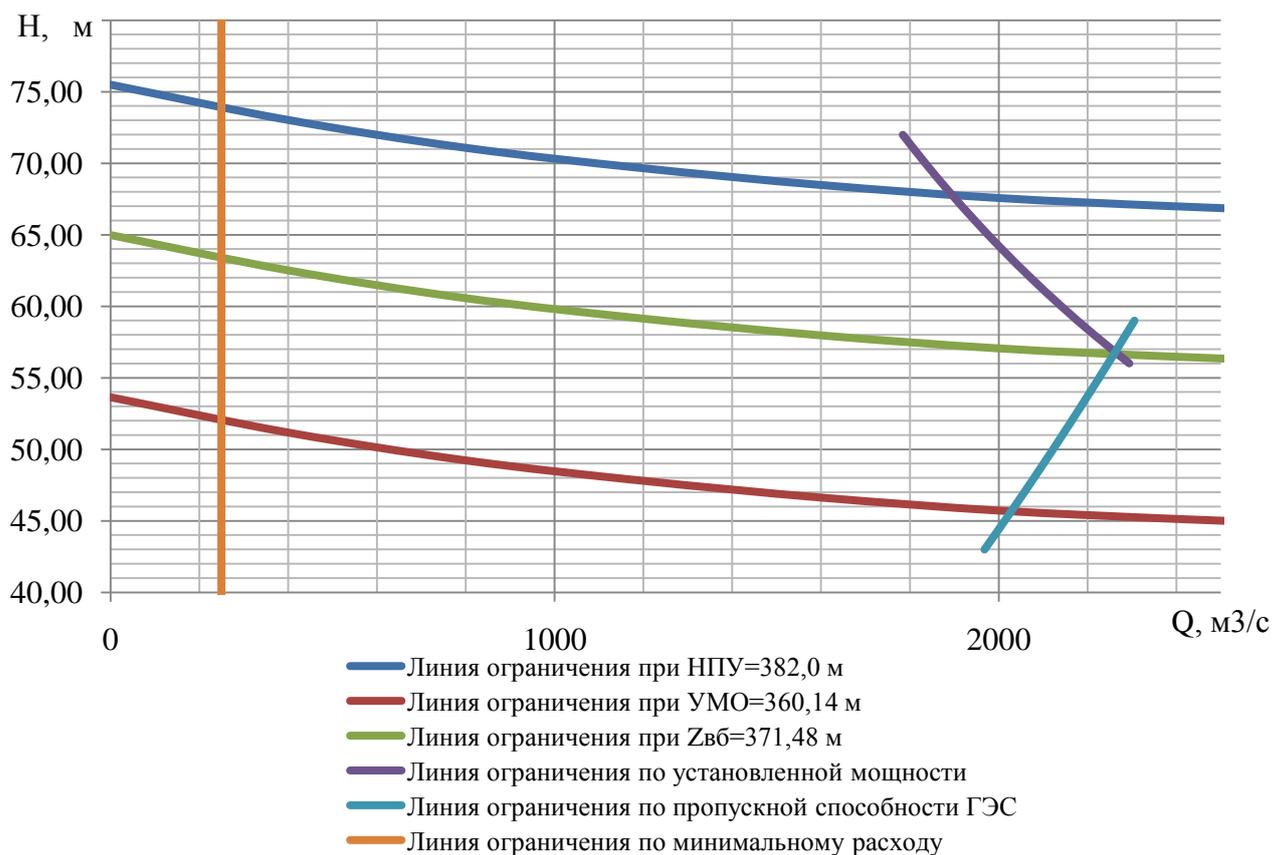


Рисунок 3.1 – Режимное поле ГЭС по напору и расходу

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		РО75	ПЛД90
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	75	90
Диапазон регулирования	H_{min} / H_{max}	0,6	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{I opt}, об/мин$	83	85
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{I opt}, л/с$	1010	820
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,918	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{I max}, л/с$	1150-1220	1100-1400
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{I max})$	0,12-0,128	0,26-0,38
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{I м}, м$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{мод}, м$	4	4
Температура	$t_{мод}, ^\circ C$	7	11,5

На главных универсальных характеристиках турбин приложение А, намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проведя линию n'_{IO} через оптимум КПД ($Q'_{1(P1)} = 1,17 м^3/с$ для РО75; $Q'_{1(P1)} = 1,27 м^3/с$ для ПЛД90)

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного [1] для каждого типа турбин), результаты которых представлены в таблице 3.3.

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\vartheta_H}{\vartheta_M}} \right], \quad (3.4)$$

где η_M, D_{1M}, H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ϑ_H, ϑ_M – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M (по [1] $1,3 \cdot 10^5$ м²/с (для натурной турбины), $\vartheta_M = 1,01 \cdot 10^5$ м²/с для РО75 и $\vartheta_M = 1,25 \cdot 10^5$ м²/с для ПЛД90);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (по [1] $\varepsilon = 0,75$).

Мощность одного агрегата:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где Q_1' – приведенный расход в расчетной точке;

η_G – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_G = 0,965$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле 3.6:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст} = 1117,6$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z_a^* округляется в большую сторону (Z_a).

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{расч}}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n_p' – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c .

Приведенные частоты вращения соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}. \quad (3.11)$$

На главной универсальной характеристике приложение А, проводим линии $n'_{I_{max}}$, n'_{I_p} , $n'_{I_{min}}$. Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_{I_p} подбираем такое сочетание η_T и Q'_I , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T}; \quad (3.12)$$

Для полученной, окончательного значения, расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n'_{I_{max}}$ соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.12) вместо H_p максимальный напор.

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора $H_{max} = 74,0$ м и $H_{min} = 45,8$ м по формуле (3.13):

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}}; \quad (3.13)$$

Результаты расчета приведены в таблицах 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1

турбина	PO75/841a				ПЛД90/2556a	
$D_1, \text{м}$	6	6,7	7,1	7,5	7,1	7,5
η_T	0,951	0,952	0,952	0,952	0,954	0,954
$N_a^*, \text{МВт}$	161,90	202,02	226,94	253,31	246,79	275,46
$Z_a^*, \text{шт}$	6,90	5,53	4,92	4,41	4,53	4,06
$Z_{a2}, \text{шт}$	8	6	6	6	6	6
$N_a, \text{МВт}$	139,7	186,3	186,3	186,3	186,3	186,3
$n_c^*, \text{об/мин}$	105,9	94,9	89,5	84,8	89,6	84,8
$n_c, \text{об/мин}$	107,1	96,8	90,9	85,7	90,9	85,7
$n_{\text{min}}, \text{об/мин}$	93,4	94,2	93,7	93,4	93,7	93,3
$n_{\text{п}}, \text{об/мин}$	83,9	84,7	84,3	83,9	84,2	83,9
$n_{\text{max}}, \text{об/мин}$	73,4	74,8	73,7	73,4	73,7	73,4
Q _{мин.}	793	636	566	507	566	507
Q _{макс.}	1009	809	720	645	720	645
Q*кпд	0,96	1,03	0,91	0,82	0,91	0,82
Q*кпд	0,64	0,69	0,61	0,55	0,61	0,55

Турбины, не представленные в таблице 3.3 с меньшими диаметрами рабочего колеса, не прошли по минимальному расходу (линия по минимальному расходу проходит за точкой оптимума или близка к точке). У радиально-осевых турбины с диаметрами 6; 7,1; 7,5м линия максимального напора лежит за пределами ГУХ. Из расчета исключаем ПЛД турбину с диаметром рабочего колеса 7,1 так как у данной турбины будут большие коэффициенты кавитации, следовательно, и большее заглубление рабочего колеса. Дальнейший расчет проводим для турбины PO75-670 и ПЛД90-750.

3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) + H_s, \quad (3.14)$$

где $Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$ - отметка уровня воды в НБ при $Q_{\text{н.б.}}$, соответствующем расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

- Работа одного агрегата при установленной мощности с N_{max} ;
- Работа одного агрегата при расчетной мощности с $N_{\text{расч.}}$;
- Работа одного агрегата с соответствующей мощностью на линии ограничения по расходу.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z, \quad (3.15)$$

где $B = 10,33$ м вод. ст. - барометрическое давление;

$\nabla Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})$ - отметка НБ при данном расходе;

σ - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

ΔZ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин для РО $\Delta Z = B_0/2$.

$$B_0 = \frac{B_{0\text{м}} \cdot D_{1\text{н}}}{D_{1\text{м}}} = \frac{0,161 \cdot 6,7}{0,46} = 2,35 \text{ м.} \quad (3.16)$$

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}. \quad (3.17)$$

Расчет сведем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Отметки рабочего колеса гидротурбин РО 75/841а-В-670 и ПЛД90/2556а-45°-750

Турбина	РО 75/841а-В-670			ПЛД90/2556а-45о-750		
	$H_{\text{max}}=74,0$	$H_{\text{расч}}=56,7$	$H_{\text{min}}=45,8$	$H_{\text{max}}=74,0$	$H_{\text{расч}}=56,7$	$H_{\text{min}}=45,8$
Напор Δ	1,034	1,034	1,034	1,036	1,036	1,036
$Q', \text{ м}^3/\text{с}$	0,785	1,14	1,13	0,605	0,89	0,815
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	309	392	349	298	384	316
$\nabla Z_{\text{нб}}(Q_a), \text{ м}$	306,97	307,44	307,20	306,91	307,39	307,01
σ	0,084	0,171	0,182	0,08	0,179	0,149
$H_s, \text{ м}$	3,44	-0,03	1,33	2,56	-1,66	1,66
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{ м}$	310,40	307,40	308,53	309,47	305,73	308,67

Окончательно выбираем турбину РО75 с меньшим заглублением рабочего колеса $\nabla PK = 307,4 \text{ м}$, соответствующее $H_{s2} = -0,03 \text{ м}$.

3.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины РО75/841а-В-670

Геометрические размеры проточной части гидротурбины пересчитаем исходя из проточной части модели, при диаметре рабочего колеса $D_1 = 6,7 \text{ м}$. Проточная часть гидротурбины РО75 представлена в приложении Б.

3.4 Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления

По номограмме для турбины РО75 определим тип маслонапорной установки: МНУ 10/2– 40 – 12,5 – 2

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 10 м³, состоящим из двух сосудов давлением 4 МПа, с маслонасосным агрегатом МА12,5-2, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м³ с двумя насосами.

Габаритные размеры гидроаккумулятора и маслонасосного агрегата представлены в таблицах 3.5 и 3.6 соответственно.

Таблица 3.5 – Габаритные размеры ГА10/2 – 40

Обозначение	Размеры, мм					
	D	D_1	H	H_1	D_H	d
ГА10/2 – 40	2064	2490	3850	3120	200	70

Таблица 3.6 – Габаритные размеры МА 12,5 – 2

Обозначение	Размеры, мм					
	B	B_1	B_2	L	L_1	L_2
МА 12,5 – 2	2800	3016	1800	2800	3016	3330
	L_3	H	H_1	H_2	H_3	H_4
	1800	1600	1529	1100	950	60

Насос – 3В63/40ГТ: число – 2 шт., подача – 13,9 л/с, мощность – 72 кВт.

Электродвигатель – 4А250М4: мощность 90 кВт; частота вращения 1450 об/мин.

Выбираем электрогидравлический регулятор ЭГР-МП – 150/4.

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора, определение главных размеров

Главными размерами активных частей гидрогенератора или компенсатора называют внутренний диаметр D и длину l_1 магнитопровода статора. Главные размеры машин зависят в основном от расчетной мощности машины и частоты вращения.

Полная мощность равна:

$$S_H = P_H \cdot \cos \varphi_H = 186,3 \cdot 0,9 = 207 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.18)$$

Номинальное фазное напряжение:

$$U_H = \frac{U_{н.л}}{\sqrt{3}} = \frac{15,75}{\sqrt{3}} = 9,093 \text{ кВ}. \quad (3.19)$$

Число пар полюсов:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n_H} = \frac{60 \cdot 50}{96,8} = 31. \quad (3.20)$$

ЭДС взаимоиндукции при номинальной нагрузке:

$$E_{гн} = k_E \cdot U_H, \quad (3.21)$$

где k_E – коэффициент зависящий от индуктивного сопротивления рассеяния обмоток статора $x_\sigma \approx 0,125$ и коэффициента мощности, определяемом по формуле:

$$k_E = \sqrt{1 + x_\sigma \cdot (2 \cdot \sin \varphi_H + x_\sigma)} = \sqrt{1 + 0,125 \cdot (2 \cdot 0,436 + 0,125)} = 1,06. \quad (3.22)$$

В результате ЭДС взаимоиндукции равна:

$$E_{гн} = 1,06 \cdot 9,093 = 9,64 \text{ кВ.}$$

Полюсное деление определяем по таблице 3.7 исходя из вида охлаждения и номинальной мощности приходящейся на один полюс:

$$\frac{S_H}{2p} = \frac{207000}{2 \cdot 31} = 3339 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

По нормам проектирования гидроэлектростанций РусГидро выбираем косвенное охлаждение.

Таблица 3.7 – Полюсное деление

τ , м	Мощность на одно полюсное деление при различных способах		
	Косвенном	НВО	ПВО
0,2	20	–	–
0,3	100	–	–
0,4	300	600	720
0,5	800	1600	1900
0,6	1600	3200	3800
0,7	3200	6400	7700
0,8	5500	11000	13000

Полюсное деление равно $\tau=0,72$ м.

Машинная постоянная предварительно равна:

$$C_A = \frac{2}{\pi \cdot \alpha_\delta \cdot k_B \cdot k_{w1} \cdot A \cdot B_{\delta H}}, \quad (3.23)$$

где α_δ – коэффициент полюсного перекрытия;
 k_B – коэффициент формы;
 k_{w1} – обмоточный коэффициент статора, произведение $\alpha_\delta \cdot k_B \cdot k_{w1}$ берем по таблице 3.8;
 A – линейная нагрузка по таблице 3.8;
 $B_{\delta H}$ – индукция в воздушном зазоре по таблице 3.8.

Таблица 3.8 – параметры зависящие от полюсного перекрытия

$\tau, \text{ м}$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
$A \cdot 10^2,$	450	500	540	575	610	650-670
$B_{\delta H}, \text{ Тл}$	0,690	0,725	0,750	0,770	0,780	0,790-0,800
$\alpha = bp/\tau$	0,66	0,69		0,72		0,75
$\alpha_\delta \cdot k_B \cdot k_{w1}$	0,711	0,729		0,744		0,758

Тогда машинная постоянная равна:

$$C_A = \frac{2}{3,14 \cdot 0,758 \cdot 65000 \cdot 0,79} = 1,636 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3 / \text{Дж}.$$

Номинальная угловая скорость:

$$\Omega_H = 2 \cdot \pi \cdot \frac{n_H}{60} = 2 \cdot 3,14 \cdot \frac{96,8}{60} = 10,13 \text{ рад / с}. \quad (3.24)$$

Оптимальный внутренний диаметр сердечника статора равен:

$$D_0 = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot f \cdot C_A \cdot S_H \cdot k_E}{\lambda \cdot \Omega_H^2}}; \quad (3.25)$$

$$D_0 = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot 50 \cdot 1,636 \cdot 10^{-5} \cdot 207000 \cdot 10^3 \cdot 1,06}{2,6 \cdot 10,13^2}} = 13,91 \text{ м}.$$

где v_{\max} – максимальная скорость при которой механические напряжения в ободу и хвостах полюса находятся в допустимых пределах. $v_{\max} = 145 \text{ м/с}$ при изготовлении обода из легированных сталей.

k_{yT} – коэффициент кратности угонной частоты вращения, для РО турбины $k_{yT} = 1,6-2,2$

Максимальный внутренний диаметр сердечника статора равен:

$$D_{max} = \frac{60 \cdot 145}{3,14 \cdot 96,8 \cdot 1,6} = 17,89 \text{ м.}$$

Оптимальный диаметр не превышает максимально допустимого значения.

Длину магнитопровода при окончательно выбранном диаметре определяем по формуле:

$$l_1 = \frac{C_A \cdot S_n \cdot k_E}{\Omega_n \cdot D^2} = \frac{1,636 \cdot 10^{-5} \cdot 20700 \cdot 10^3 \cdot 1,06}{10,13 \cdot 13,91^2} = 1,83 \text{ м.} \quad (3.26)$$

После определения D_i и l_a уточняется конструктивное исполнение генератора: при $D_i/l_a > 5$ рекомендуется принимать зонтичное.

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{ген} = \psi D l_a = 50 \cdot 13,91 \cdot 1,83 = 1272 \text{ т,} \quad (3.27)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ для зонтичных генераторов;

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора.

$$G_{рот} = 0,5 \cdot G_{ген} = 0,55 \cdot 1272 = 636 \text{ т} \quad (3.28)$$

Основные параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1391/183-62

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	207
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	186,3
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	15,75
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	7,59
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	96,8
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,22
Вес ротора	$G_{рот}$	т	636
Исполнение	зонтичное		

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

На выбор схемы электрических соединений влияют основные факторы:

- величина, вид, характер, размещения и динамика роста нагрузок;
- категория потребителей;
- роль электроустановки в энергосистеме, величина системного резерва, пропускная способность внутрисистемных и межсистемных связей;
- схемы и напряжения прилегающих сетей;
- уровень токов короткого замыкания и т.д.

С целью снижения капиталовложений, кроме единичных блоков на станции могут быть применены укрупненные блоки. Это возможно в том случае, когда общая мощность такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС $\Delta P_{G\text{доп}}$ (аварийный резерв).

$$\Delta P_{G\text{доп}} = S_{\text{рез}} \cdot \cos\varphi_c; \quad (4.1)$$

$$\Delta P_{G\text{доп}} = 169 \cdot 0,90 = 152 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{бл}} = 2 \cdot P_G = 2 \cdot 186,3 = 372,6 \text{ МВт}; \quad (4.2)$$

$$P_{\text{бл}} > \Delta P_{G\text{доп}}.$$

Следовательно, применение укрупненных блоков в структурной схеме невозможно.

Так как схема с укрупненными блоками не применима, следовательно, принимаем схему с единичными блоками (рисунок 4.1). В связи с этим технико-экономический расчет выполнять не требуется.

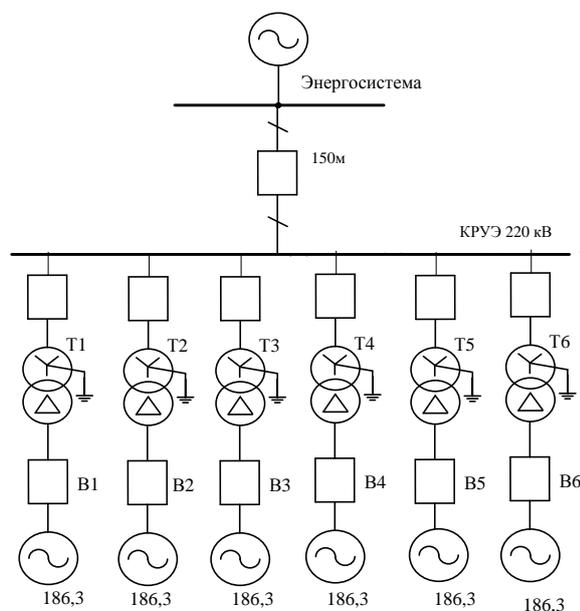


Рисунок 4.1 – Структурная схема электростанции с единичными блоками

4.2 Выбор схемы электроснабжения собственных нужд ГЭС

Схема электроснабжения собственных нужд ГЭС делится на схему агрегатных нужд и общестанционных нужд. Собственные нужды определяются потребностью в электроэнергии для приведения в действие систем и механизмов, рассредоточенных на всём гидроэнергетическом узле, чтобы обеспечить его бесперебойную работу.

Электрическая схема собственных нужд может выполняться либо с одним напряжением, либо с двумя напряжениями. Для гидроэлектростанции большой мощности предпочтителен вариант с двумя напряжениями.

Схема собственных нужд с двумя напряжениями обладает следующими достоинствами:

- достаточной надёжностью питания потребителей общестанционных и агрегатных СН в нормальных, ремонтных и аварийных режимах;
- гибкостью схемы;
- простотой и наглядностью;
- ремонтпригодностью.

Собственные нужды выполняются с одной секционированной системой шин.

4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.3.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенераторы типа СВ-1391/183-62 были выбраны в п.п.3.5, в таблице 3.9 приведены все основные параметры.

4.3.2 Выбор блочных трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение типа и номинальной мощности.

На ответвлении к единичному блоку присоединена только нагрузка СН, следовательно

$$S_{\text{расч}} = \frac{(P_{\text{ном.г}} - P_{\text{сн}})}{\cos \varphi}, \quad (4.3)$$

где $\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности генератора, о.е;

$P_{\text{сн}} = 0,01 \cdot P_{\text{ном.г}}$ – активная мощность собственных нужд.

$$S_{\text{расч}} = \frac{(186,3 - 0,01 \cdot 186,3) \cdot 10^3}{0,90} = 204930 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для распределительного устройства с единичными блоками принимаем трансформатор ТДЦ-250000/220-УХЛ1, технические данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-250000/220- УХЛ1

$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	$P_{\text{x}}, \text{кВт}$	$P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{x}}, \%$
250000	230	15,75	150	600	11,0	0,5

4.3.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции составляет 1% от $S_{\text{полн}}$.

$$S_{\text{сн}} = 0,01 \cdot S_{\text{полн}} = 0,01 \cdot 1242 \cdot 10^3 = 12420 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.4)$$

Условия выбора трансформатора собственных нужд запишем в виде:

$$S_{\text{т.сн}} > S_{\text{сн}}. \quad (4.5)$$

Ближайшая стандартная мощность трансформатора составляет 16000 кВА. Выбираем трансформатор собственных нужд ТДНС - 16000/15,75.

Характеристики трансформатора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДНС-16000/15,75

$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$	$P_x, \text{кВт}$	$P_k, \text{кВт}$	$U_k, \%$	$I_x, \%$
16000	15,75	6,3	14,5	85,0	10,0	0,50

В соответствии со стандартом выбираем три ТСН, с тем, чтобы при выводе одного из трансформаторов СН в ремонт сохранялось условие необходимости двух независимых источников питания СН.

4.3.4 Выбор линий электропередач

Пропускная способность исходя из натуральной мощности на одну цепь на напряжение 220 кВ составляет:

$$P_{\text{пр}} = 135 \cdot 1,2 = 162 \text{ МВт.}$$

Полная мощность на одну цепь:

$$S_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos \varphi} = \frac{162}{0,9} = 180 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.6)$$

Полная передаваемая мощность через повышающий трансформатор:

$$S_{\Sigma} = n_{220} \cdot S_{\text{расч}}, \quad (4.7)$$

где n_{220} – количество генераторов, присоединённых к РУ 220 кВ.

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot 207 = 1242 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Количество линий определим по выражению:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{пр}}} + 1 = \frac{1242}{180} + 1 = 6,9 + 1 \approx 8. \quad (4.8)$$

Максимальный ток через одну линию:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\Sigma} - S_{\text{с.н}}}{(n_{\text{л}} - 1)\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1242 - 12,42}{(8 - 1)\sqrt{3} \cdot 220} = 461 \text{ А.} \quad (4.9)$$

$$I_{\text{расч}} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\text{max}}, \quad (4.10)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, о.е.

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{\max} и ее значение в максимуме ЭЭС.

$$I_{расч} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 461 = 484 \text{ А.}$$

В соответствии со значением расчетного тока выбираем провод марки АС240/32, для которого удельное индуктивное сопротивление равно $x_{уд} = 43,5$ Ом, активное сопротивление - $r_{уд} = 12,1$ Ом на 100 км линии.

Длительно допустимый ток:

$$I_{доп} = 1 \cdot 605 = 605 \text{ А.}$$

Проверим выбранное сечение проводников в условиях послеаварийного режима (при отключении одной из параллельных цепей).

$$I_p = 484 \text{ А} < 605 \text{ А.}$$

В результате требуемое условие $I_p < I_{доп}$ выполняется.

4.4 Расчет токов короткого замыкания

Структурная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.2.

КРУЭ 220 кВ выбираем по суммарному току КЗ в точке К1. Для генераторного выключателя расчетной является точка К2 (на выводах генератора).

Для определения начального сверхпереходного периодического тока в месте короткого замыкания или любом элементе энергосистемы составляется однолинейная схема замещения для сверхпереходного режима. Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчётной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. В электроустановках напряжением свыше 1 кВ электрические машины, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, токоограничивающие реакторы, воздушные и кабельные линии в схеме замещения учитываются их индуктивными сопротивлениями.

При расчете токов КЗ пренебрегаем подпиткой от нагрузок собственных нужд генераторов. Схема замещения для сверхпереходного режима представлена на рисунке 4.3.

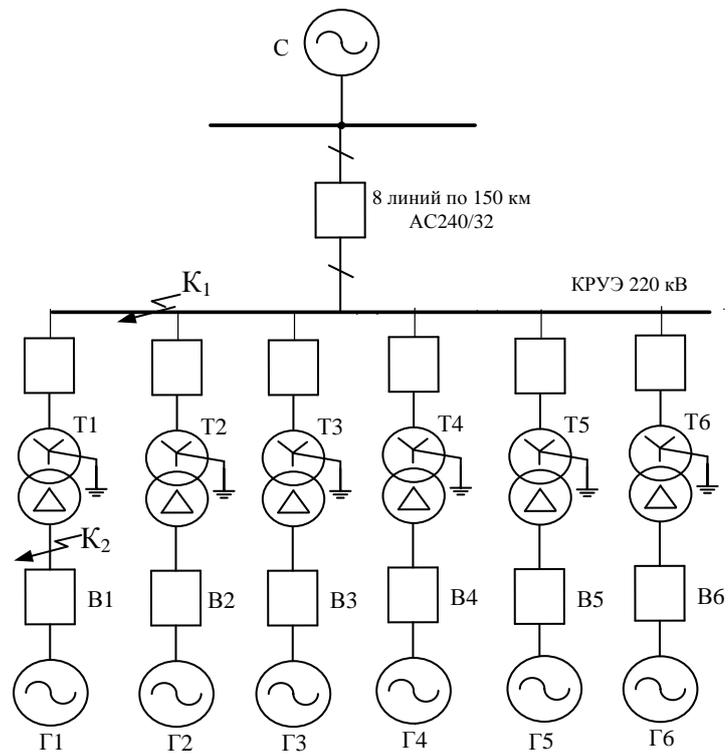


Рисунок 4.2 – Структурная схема для расчета токов КЗ

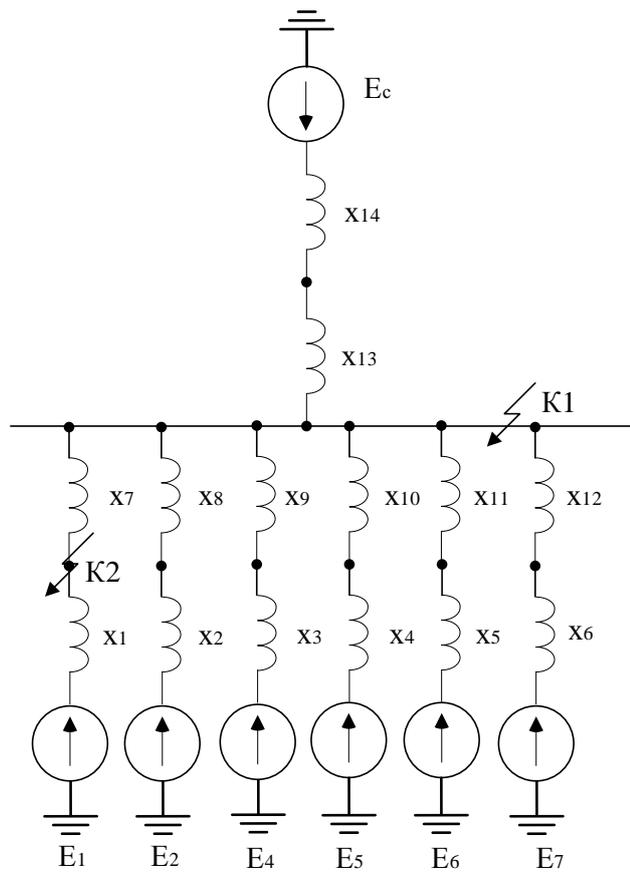


Рисунок 4.3 – Схема замещения для расчетов токов

4.4.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах.

Зададимся базисной мощностью $S_6=1000$ МВт.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\Gamma \text{ ном}}}, \quad (4.11)$$

$$x_{\Gamma} = x_1 = \dots = x_6 = 0,22 \cdot \frac{1000}{207} = 1,063.$$

Индуктивное сопротивление трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = x_7 = \dots = x_{12} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44. \quad (4.12)$$

Линии связи 220 кВ с системой:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (4.13)$$

где $x_{\text{уд}}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

l – длина линии, км;

n – число параллельных линий.

$$x_{\text{л}} = x_{13} = \frac{0,435 \cdot 150}{8} \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,154.$$

Индуктивное сопротивление системы:

$$x_{\text{с}} = x_{14} = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}} = \frac{1000}{250} = 4. \quad (4.14)$$

Определим активные сопротивления:

Синхронные генераторы:

$$R_{\Gamma} = R_1 = \dots = R_6 = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a.\Gamma}} = \frac{1,063}{314 \cdot 0,045} = 0,075 \text{ Ом}; \quad (4.15)$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = R_7 = \dots = R_{12} = \frac{\Delta P_k \cdot S_6}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,6 \cdot 1000}{250^2} = 0,01 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

Система:

$$R_C = R_{14} = \frac{x_C}{\omega \cdot T_{a,r}} = \frac{4}{314 \cdot 0,07} = 0,182 \text{ Ом;} \quad (4.17)$$

Линии 220 кВ связи с системой:

$$R_L = R_{13} = \frac{r_{уд} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{0,121 \cdot 150}{8} \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,043 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

4.4.2 Расчет трехфазного тока КЗ на сборных шинах 220 кВ в точке К1

Определим ток короткого замыкания в точке К1-на шинах 220 кВ, сворачиваем схему к этой точке.

$$x_{15} = \dots = x_{20} = x_1 + x_7 = 1,063 + 0,44 = 1,503; \quad (4.19)$$

$$x_{21} = \frac{x_{15}}{6} = \frac{1,503}{6} = 0,2505; \quad (4.20)$$

$$x_{22} = x_{12} + x_{13} = 4 + 0,154 = 4,154; \quad (4.21)$$

$$x_{\Sigma(K1)} = \frac{x_{21} \cdot x_{22}}{x_{21} + x_{22}} = \frac{0,2505 \cdot 4,154}{0,2505 + 4,154} = 0,236; \quad (4.22)$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{E_r \cdot x_{22} + E_c \cdot x_{21}}{x_{22} + x_{21}} = \frac{1,13 \cdot 4,154 + 1,0 \cdot 0,2505}{4,154 + 0,2505} = 1,123; \quad (4.23)$$

$$I_{п.0} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{x_{\Sigma}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1,123}{0,236} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 11,94 \text{ кА.} \quad (4.24)$$

4.2.3 Расчет однофазного тока КЗ в точке К-1

Для расчёта токов несимметричных КЗ обычно применяют метод симметричных составляющих. Схема прямой последовательности аналогична схеме при симметричном КЗ.

$$x_{1\Sigma(K2)} = x_{2\Sigma(K2)} = 0,236. \quad (4.25)$$

Для определения однофазного тока короткого замыкания, необходимо составить схему замещения нулевой последовательности и рассчитать суммарное сопротивление нулевой последовательности. Схема замещение нулевой последовательности представлена на рисунке 4.4.

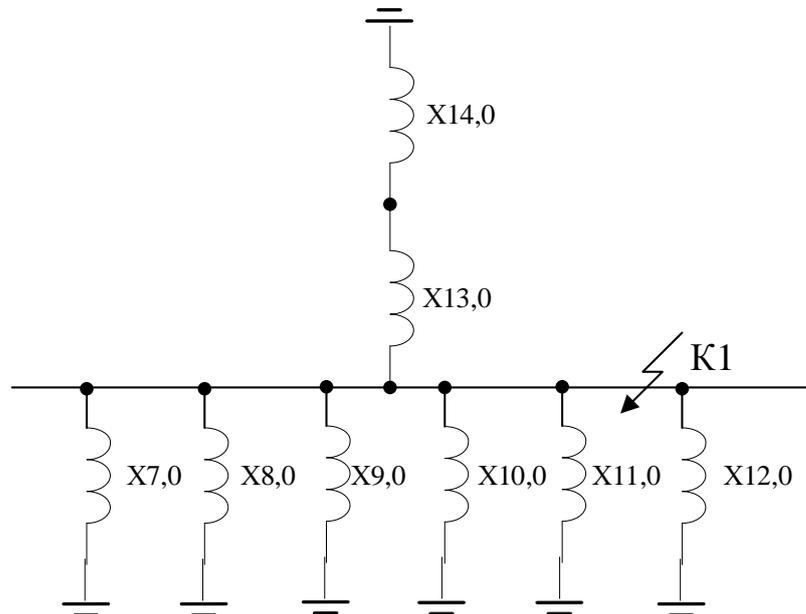


Рисунок 4.4 – Схема замещение нулевой последовательности

Определим параметры схемы замещения:

Сворачиваем схему к месту короткого замыкания:

$$x_{7,0} = \dots = x_{12,0} = 0,44; \quad (4.26)$$

$$x_{13,0} = 0,154,$$

$$x_{14,0} = 4;$$

$$x_{15,0} = \frac{x_{7,0}}{6} = \frac{0,44}{6} = 0,073. \quad (4.27)$$

$$x_{16,0} = x_{14,0} + x_{13,0} = 4 + 0,154 = 4,154; \quad (4.28)$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности:

$$x_{\Sigma 0} = \frac{x_{15,0} \cdot x_{16,0}}{x_{15,0} + x_{16,0}} = \frac{0,073 \cdot 4,154}{0,073 + 4,154} = 0,072; \quad (4.29)$$

Значение полного тока однофазного КЗ:

$$I_{1п0}^{(1)} = \frac{3E_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{61}. \quad (4.30)$$

$$I_{1п0}^{(1)} = \frac{3 \cdot 1,123}{0,236 + 0,236 + 0,072} \cdot 2,51 = 15,5 \text{ кА.}$$

4.4.4 Расчет трехфазного тока КЗ в точке К-2

Определим ток короткого замыкания в точке К2 на генераторном напряжении.

$$x_{15} = \dots = x_{19} = x_2 + x_8 = 1,063 + 0,44 = 1,503; \quad (4.31)$$

$$x_{20} = \frac{x_{15}}{5} = \frac{1,503}{5} = 0,3; \quad (4.32)$$

$$x_{21} = x_{13} + x_{14} = 4 + 0,154 = 4,154; \quad (4.33)$$

$$x_{22} = \frac{x_{21} \cdot x_{20}}{x_{21} + x_{20}} = \frac{4,154 \cdot 0,3}{4,154 + 0,3} = 0,28; \quad (4.34)$$

$$E_{\text{ЭКВ1}} = \frac{E_{\Gamma} \cdot x_{21} + E_{\text{с}} \cdot x_{20}}{x_{21} + x_{20}} = \frac{1,13 \cdot 4,154 + 1,0 \cdot 0,03}{4,154 + 0,3} = 1,121; \quad (4.35)$$

$$x_{23} = x_{22} + x_7 = 0,28 + 0,44 = 0,72; \quad (4.36)$$

$$x_{\Sigma(K2)} = \frac{x_{23} \cdot x_1}{x_{23} + x_1} = \frac{0,72 \cdot 1,063}{0,72 + 1,063} = 0,429; \quad (4.37)$$

$$E_{\text{ЭКВ2}} = \frac{E_{\Gamma} \cdot x_{23} + E_{\text{ЭКВ1}} \cdot x_1}{x_{23} + x_1} = \frac{1,13 \cdot 0,72 + 1,121 \cdot 1,063}{0,72 + 1,063} = 1,125; \quad (4.38)$$

$$I_{п.0} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{x_{\Sigma}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1,125}{0,429} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 96,0 \text{ кА.} \quad (4.39)$$

Ток КЗ проходящий через генераторный выключатель:

$$I_{п.0В} = I_{п.0} \cdot \frac{x_{\Sigma(K2)}}{x_{23}} = 96,0 \cdot \frac{0,429}{0,72} = 57,3 \text{ кА.} \quad (4.40)$$

4.4.5 Расчёт аperiodической составляющей и ударного тока КЗ

Рассчитаем активные сопротивления элементов схемы в базисных единицах:

$$R_{15} = \dots = R_{20} = \frac{R_1 + R_7}{6} = \frac{0,075 + 0,01}{6} = 0,0142; \quad (4.41)$$

$$R_{16} = R_{13} + R_{14} = 0,043 + 0,182 = 0,225; \quad (4.42)$$

$$R_{\Sigma(K1)} = \frac{R_{15} \cdot R_{16}}{R_{15} + R_{16}} = \frac{0,0142 \cdot 0,225}{0,0142 + 0,225} = 0,0134; \quad (4.43)$$

Постоянная времени затухания:

$$T_{a(K1)} = \frac{x}{\omega \cdot R} = \frac{0,236}{314 \cdot 0,0134} = 0,056 \text{ с.} \quad (4.44)$$

Ударный коэффициент:

$$k_{уд(K1)} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,056} = 1,836. \quad (4.45)$$

Ударный ток в месте К1:

$$i_{уд(K1)} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot k_{уд(K1)} = \sqrt{2} \cdot 11,94 \cdot 1,836 = 31 \text{ кА.} \quad (4.46)$$

Свернем схему к точке К2:

$$R_{15} = \frac{R_2 + R_8}{5} = \frac{0,075 + 0,01}{5} = 0,017; \quad (4.47)$$

$$R_{16} = \frac{R_{15} \cdot (R_{13} + R_{14})}{R_{15} + (R_{13} + R_{14})} = \frac{0,017 \cdot (0,043 + 0,182)}{0,017 + (0,043 + 0,182)} = 0,0158; \quad (4.48)$$

$$R_{\Sigma(K2)} = \frac{R_1 \cdot (R_{16} + R_7)}{R_1 + (R_{16} + R_7)} = \frac{0,075 \cdot (0,0158 + 0,01)}{0,075 + (0,0158 + 0,01)} = 0,0192; \quad (4.49)$$

Постоянная времени затухания:

$$T_{a(K2)} = \frac{x}{\omega \cdot R} = \frac{0,429}{314 \cdot 0,0192} = 0,07 \text{ с.} \quad (4.50)$$

Ударный коэффициент:

$$k_{уд(К2)} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,07} = 1,865. \quad (4.51)$$

Ударный ток в месте КЗ:

$$i_{уд(К2)} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 57,3 \cdot 1,865 = 151,1 \text{ кА}. \quad (4.52)$$

4.4.6 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Результаты расчетов в точках К1 и К2 представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчётов токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{по}^{(3)}$	$I_{п0В}^{(3)}$	$I_{по}^{(1)}$	$i_{уд}$
	кА	кА	кА	кА
К1 (шины 220 кВ)	11,94	-	15,55	31
К2 (вывода генератора 15,75 кВ)	96,0	57,3	-	151,1

4.5 Выбор электрических аппаратов

4.5.1 Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов и проводников

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки, для чего должно быть выполнено условие:

$$U_y < U_{ном}, \quad (4.53)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата или кабеля.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и снижением напряжения на 5 %:

$$I_{Г \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{Г \text{ ном}} = 1,05 \cdot 7588 = 7967 \text{ А}. \quad (4.54)$$

4.5.2 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

Расчётный ток присоединения генератора $\Gamma_1 - \Gamma_6$:

$$I_{\Gamma \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{207}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 7967 \text{ А.} \quad (4.55)$$

Расчётный ток присоединения трансформаторов $T_1 - T_6$:

$$I_{T_1-T_4 \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{T \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 230} = 659 \text{ А.} \quad (4.56)$$

Присоединение отпаечного трансформатора собственных нужд:

$$I_{T_{\text{сн}} \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{T_{\text{сн}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T_{\text{сн}} \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 61 \text{ А.} \quad (4.57)$$

4.5.3 Выбор выключателей и разъединителей

Электрооборудование КРУЭ, выбираем разработанное ОАО ВО «Электроаппарат». В качестве КРУЭ 220 кВ устанавливаем ЯГГ-220 (см. табл.4.4).

Таблица 4.4 - Технические характеристики ячеек типа ЯГГ-220

Наименование параметра	ЯГГ-220
Номинальное напряжение/наибольшее рабочее напряжение, кВ	220/252
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока короткого замыкания	
- Ток динамической стойкости, кА	125
- Ток термической стойкости, кА	50
- время протекания тока термической стойкости, с	3
Номинальный ток, А	
- линейной ячейки	3150
- сборных шин	4000
Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
- для учета	0,2S
- для измерений	0,5S; 0,2; 0,5
- для защиты	5P; 10P
Параметры трансформаторов напряжения	
Класс точности вторичных обмоток	
- для учета	0,2
- для измерений	0,2; 0,5
- для защиты	3P

Так как КРУЭ имеет модульную конструкцию и поставляется в заводском исполнении, то и остальное оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, заземляющие ножи и т.д.) проходит по термической и динамической стойкости.

На генераторное напряжение устанавливаем генераторный аппаратный комплекс типа КАГ-20. КАГ-20 состоит элегазового выключателя ВГГ-20-63/8000 УЗ (параметры выключателя представлены в таблице 4.5), разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. КАГ-20 снабжен шкафом управления, в котором реализованы функции местного и дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Схема генераторного аппаратного комплекса КАГ-20 представлена на рисунке 5.5.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору высоковольтных аппаратов генераторного напряжения 15,75 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Генераторный выключатель ВГГ-20-63/8000 УЗ	
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб.мах}} = 7967 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 57,3 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	
$i_y = 151,1 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 160 \text{ кА}$	

В состав выбранного генераторного выключателя входит разъединитель. Параметры разъединителя согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительная проверка не требуется.

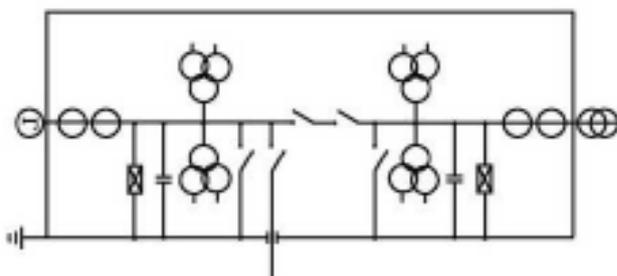


Рисунок 4.5 – Схема КАГ-20

5 Релейная защита и автоматика

Все электроустановки и электрооборудование проектируемой ГЭС оборудованы устройствами релейной защиты. При выборе состава и основных принципов создания систем защиты будем руководствоваться ПУЭ.

Все устройства релейных защит основного оборудования и воздушных и кабельных линий 110-500 кВ, устанавливаемые на ГЭС, выполнены на микропроцессорной элементной базе и имеют стандартные интерфейсы и протоколы передачи данных.

В соответствии с ПУЭ высоковольтное оборудование оборудовано устройствами релейной защиты и автоматики, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (обеспечения селективности действия защиты);
- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы;
- обеспечения наименее возможного времени отключения КЗ в целях сохранения оборудования и продолжения бесперебойной работы неповрежденной части оборудования.

Для электростанций с номинальной единичной мощностью генераторов более 30 МВт и для электростанций любой мощности генераторов при выдаче мощности в сеть на напряжении 220 кВ и выше устройства защиты в соответствии с выполняемыми функциями состоят из двух автономных, взаиморезервируемых комплектов защиты для каждого присоединения: генератор, повышающий трансформатор, ошиновка напряжением 110 кВ и выше, трансформаторы собственных нужд (подключенные к ошиновке генераторного напряжения глухой отпайкой), а также для шин РУ 110кВ и выше.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ГГ СВ-1391/183-62 (186,3 МВт):

- продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- поперечная дифференциальная защита (от витковых замыканий в обмотке статора генератора);
- защита от замыканий на землю обмотки статора;
- защита от повышения напряжения;
- токовая защита обратной последовательности (от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора);
- токовая защита от симметричных КЗ и перегрузок статора;

- защита от асинхронного хода (для ликвидации асинхронного режима генератора);
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- защита от потери возбуждения;
- защита ротора от замыканий на землю;
- устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-250000/220:

- продольная дифференциальная защита (от повреждений на выводах обмоток трансформатора и внутренних повреждений);
- газовая защита (от внутренних повреждений);
- защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора) системы охлаждения;
- контроль уровня масла в расширительном баке;
- защита от однофазных замыканий на землю в сети 220 кВ;
- МТЗ с пуском по напряжению для защит от внешних симметричных КЗ и перегрузок;
- токовая защита обратной последовательности от внешних несимметричных КЗ и перегрузок;
- контроль изоляции вводов 220 кВ;
- контроль изоляции сети 15,75 кВ.

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:
- продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ.
- Защиты воздушных линий 220 кВ:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита;
 - 3-х ступенчатая дистанционная защита (ДЗ от междуфазных замыканий);
 - токовая отсечка (для резервирования ДЗ близких междуфазных КЗ);
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю;

– УРОВ 220 кВ;

Противоаварийная автоматика:

– автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);

– автоматика разгрузки при перегрузке ЛЭП по току (АОПО).

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 7588$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 8000/5$ А.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{CP.0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (5.1)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.2)$$

где $K_N = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_N$.

2) Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.3)$$

где $K_{АП} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

$I_{\text{МАКС}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x_d} \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 7588 = 3897 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.5)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{3897 \cdot 2}{38700},$$

$$K_{\text{T}} > 0,201,$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надежности;

I_{T} - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,3$.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

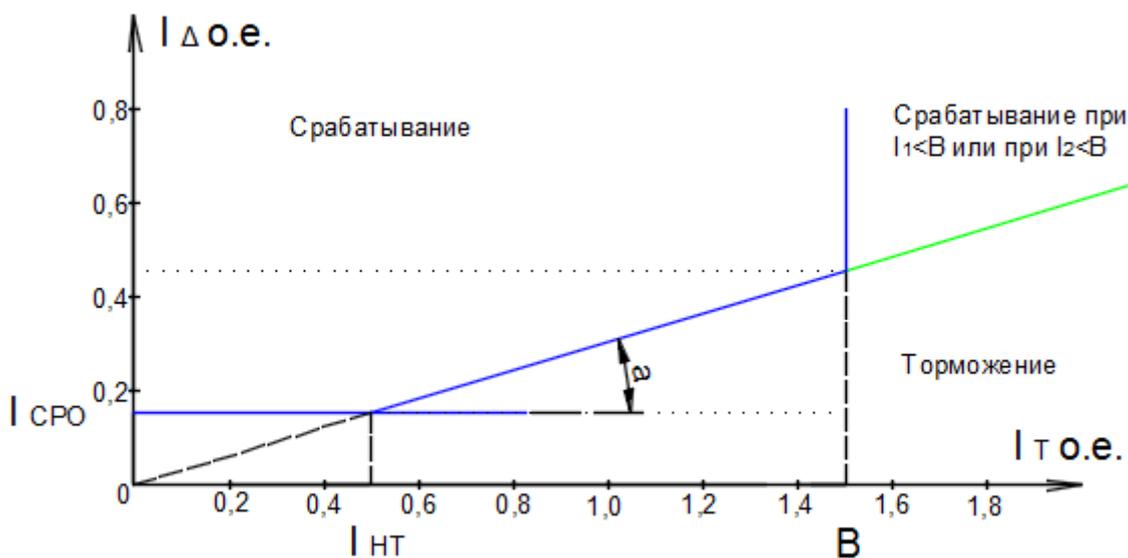


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0\text{эл.ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет $U_{0\text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

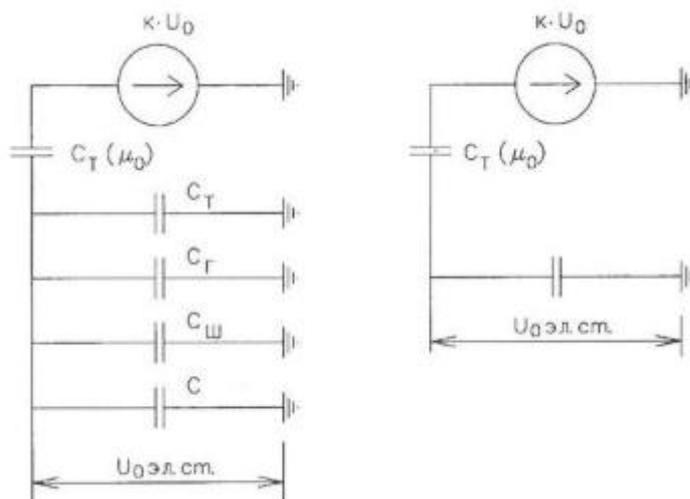


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_Ш$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_{\text{кагТ}} + C_{\text{кагГ}}; \quad (5.8)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,425 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}};$$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.9)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$;

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}, \quad (5.10)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 12,2 \text{ А}. \quad (5.11)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,425} = 138,9 \text{ В} \quad (5.12)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.13)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 138,9}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,41$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;

$n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.14)$$

При $K_T = 0,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 43,5 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.15)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.16)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других

несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности:

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.17)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,
 I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.18)$$

где $A = 20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ($I_{2\text{СИГН}}$) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$; $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 600$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.19)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.20)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.21)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.22)$$

$$A_{\text{ио}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 1.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3.

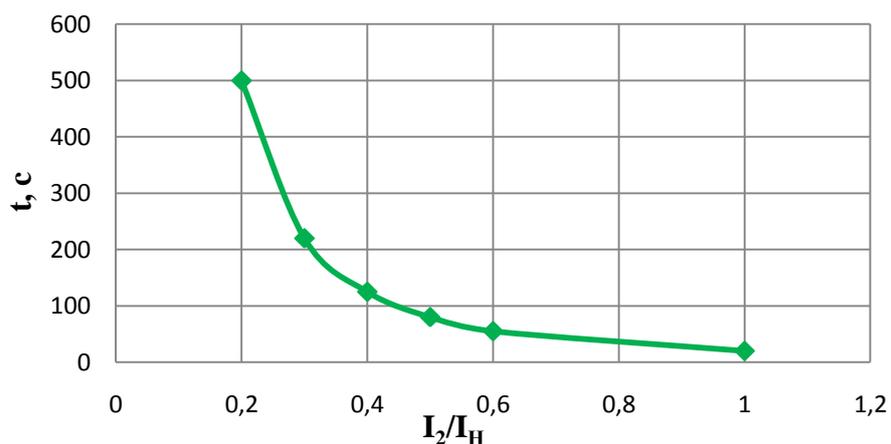


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{\text{охл}}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$).

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{ОТС}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{2 \cdot (x_d'' + x_{\text{T}})} = \frac{1}{2 \cdot (0,2 + 0,11)} = 1,61 \text{ о. е.}, \quad (5.23)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 x_{T} - сопротивление обратной последовательности генератора;
 x_{T} - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.24)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{0,87 \cdot \frac{8,2}{40} \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 1,2 \text{ А } (0,31 \cdot I_N). \quad (5.25)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_N}{0,98} = 1,07 \cdot I_N, \quad (5.26)$$

где $K_N = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_N}{0,98} = 1,1 \cdot I_N. \quad (5.27)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.4.

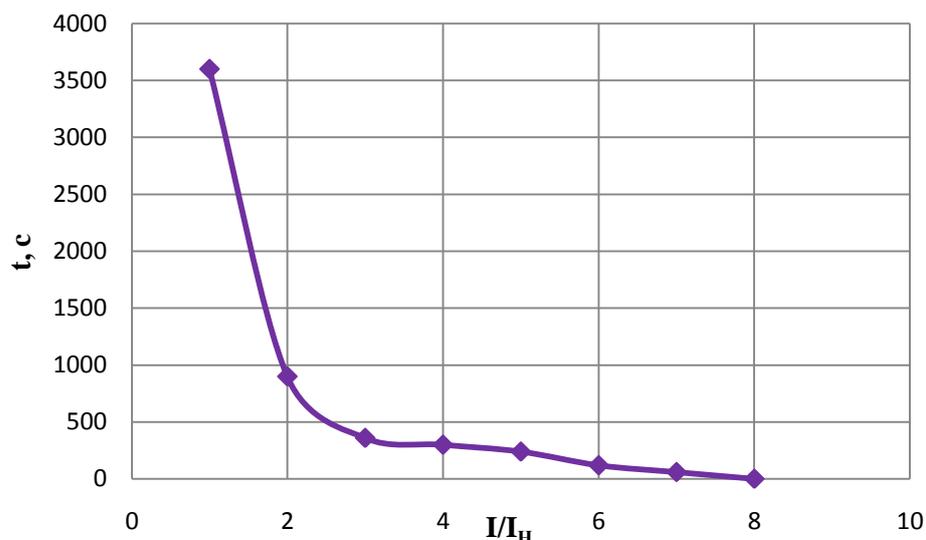


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.28)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В.} \quad (5.29)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 23,28 + \frac{0,8}{8} \cdot 69,9 = 25,6 \text{ Ом}, \quad (5.30)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{250} = 23,28 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{186,3}{250} + \frac{0,8}{8} \cdot \frac{186,3}{230^2} \cdot 69,9 = 0,09,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 1,2 = 0,11 \text{ Ом}, \quad (5.31)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{15,75^2}{207} = 1,2$.

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,12 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 1,12 \text{ Ом.} \quad (5.32)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,15 \text{ Ом}$.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7588} = 1,2 \text{ Ом,}$$

где $I_{\text{НАГР}}$ – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1400}{707} - 0,95}{1,02} = 2,95, \quad (5.33)$$

где $I_{\text{В.Х.Х.}}$ – ток ротора холостого хода, А;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,29 \text{ о. е.,} \quad (5.34)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,409, \quad (5.35)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 65,86^\circ$.
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,29}{1,1} = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (5.36)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,26 \cdot \frac{15,75^2}{186,3} = 0,35 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,35 \cdot 8000/5}{15750/100} = 3,56 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 3,6 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,11 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,35 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

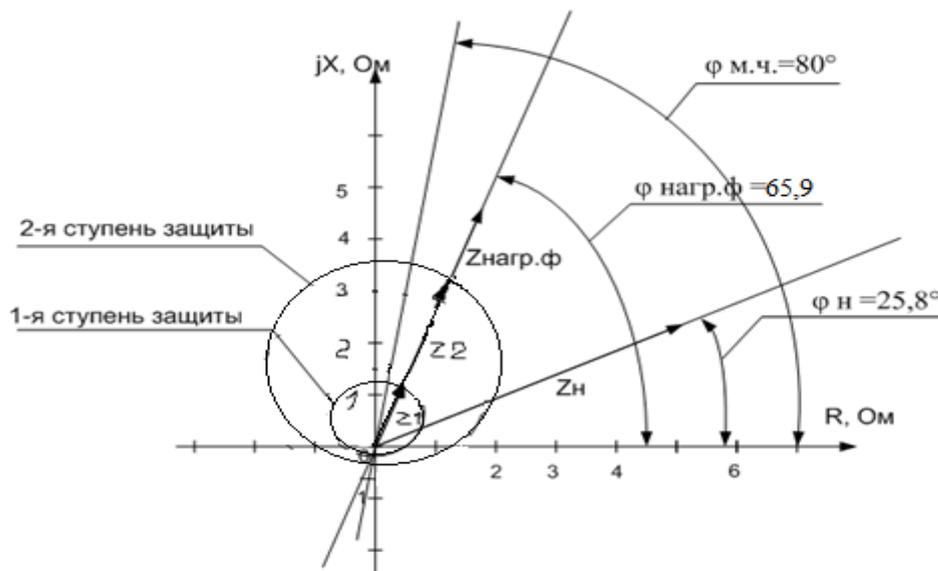


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.39)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.40)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длитель но	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

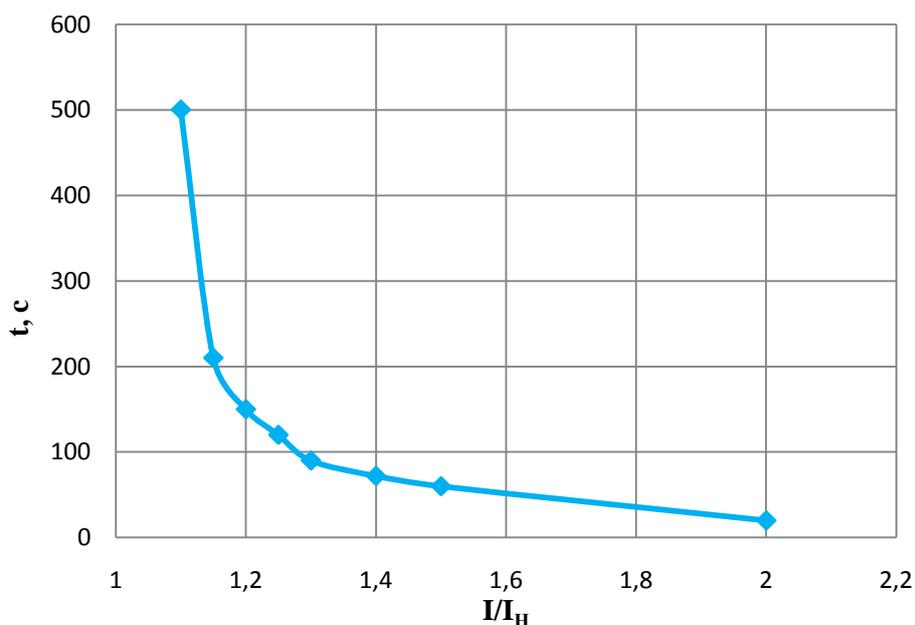


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.41)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины REG630 производства АВВ.

REG630 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Дифференциальная защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, I_{CPO}	$0,15 \cdot I_H$	0,71 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,37 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,11А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,33 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,71 А
		ОТС I	$I_{2СЗ}$	$1,11 \cdot I_H$	5,26 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,07 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,22 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,8 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,09	0,11 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,26	0,35 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,07 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,22 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	10,39 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Защиты	Обозначение								
Наименование	Обозначение								
Дифференциальная защита продольная	ΔG	+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁						+	
		t ₂					+		
		t ₃	+	+	+				
	U ₀	t	+	+	+				
ЗПН	U >	1 ступень t ₁	+	+					
		2 ступень t ₂	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t ₁				+		
			t ₂	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t ₁				+		
			t ₂	+	+				
ДЗ	Z <	1 ступень	t ₁				+		
			t ₂	+	+	+			
		2 ступень	t ₁				+		
			t ₂	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

6 Компоновка и сооружения гидроузла

В состав сооружения гидроузла входят:

- 1) водосбросная плотина гравитационного типа;
- 2) здание ГЭС приплотинного типа;
- 3) глухая левобережная и правобережная плотина.

Конструктивные профили плотины определяются гидравлическими и статическими расчетами.

На I этапе строим на правом берегу перемычки первой очереди и за их прикрытием создаём котлован первой очереди. Пропуск строительных расходов на I этапе осуществляется по стеснённому руслу.

На II этапе осуществляем перекрытие русла и пропуск воды через гребёнку.

На III этапе осуществляем возведение руслового участка плотины и наращивание напорных бетонных сооружений и здания ГЭС.

6.1 Расчет длины здания ГЭС

Длина здания гидроэлектростанции зависит от вырабатываемой данной ГЭС мощности, соответственно от числа установленных агрегатов, их типа и габаритов.

Ширина агрегатного блока при металлической спиральной камере составляет:

$$B_a = (2,7 \div 3,2)D_1 = 2,98 \cdot 6,7 = 20 \text{ м.} \quad (6.1)$$

Длина монтажной площадки принимается в зависимости от ширины агрегатного блока:

$$M = (1 \div 2)B_a = 30 \text{ м.} \quad (6.2)$$

Длина здания ГЭС вычисляется из выражения:

$$L_{\text{ГЭС}} = n \cdot B_a + M = 6 \cdot 20 + 30 = 150 \text{ м.} \quad (6.3)$$

6.2 Определение класса сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований.

Высота сооружения:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 382 - (305 - 3) = 80 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Такая высота сооружения соответствует II классу сооружения, по мощности более 1000 МВт проектируемая ГЭС относится к I классу, принимаем I класс сооружения. Следовательно, при основном сочетании нагрузок обеспеченность принимаем равной 0,1%, а при поверочном случае – 0,01%.

6.3 Гидравлический расчет водосливной плотины

Гидравлический расчет выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ. Грунтовая и бетонная водосливная плотины Усть-Жунской ГЭС относятся к первому классу капитальности.

Данные для расчета основного расчетного случая:

– $Q = 7058 \text{ м}^3/\text{с}$ (0,1% обеспеченностью);

– $\nabla_{\text{НПУ}} = 382 \text{ м}$;

– $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 316,1 \text{ м}$.

Данные для расчета поверочного расчетного случая:

– $Q = 7793 \text{ м}^3/\text{с}$ (0,01% обеспеченностью);

– $\nabla_{\text{ФПУ}} = 383 \text{ м}$;

– $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} = 316,7 \text{ м}$.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчетный случай. Пропуск расчетного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями.

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Расход через водосливную плотину $Q_{\text{расч}}$ при основном расчетном случае будет равен:

$$Q_{\text{расч}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{ГЭС}} = 7058 - (6 - 1) \cdot 250 = 5808 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.5)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход.

Удельный расход на водосливе должен быть равным:

$$q_{\text{вод}} = 1,25q_{\text{рисб}}, \quad (6.6)$$

где $q_{\text{рисб}}$ – удельный расход на рисберме, который равен

$$q_{\text{рисб}} = v_p h_{\text{нб}}, \quad (6.7)$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина в НБ при расходе $Q = 7058 \text{ м}^3/\text{с}$, $\nabla_{\text{УНБ}} = 316,1 \text{ м}$;
 v_p – допустимая неразмывающая скорость на рисберме для скального основания равна 5 м/с .

$$h_{\text{нб}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дно}} = 316,1 - 305 = 11,1 \text{ м}. \quad (6.8)$$

$$q_{\text{рисб}} = 5 \cdot 11,1 = 55,5 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$q_{\text{вод}} = 1,25 \cdot 55,5 = 69 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = Q_{\text{расч}}/q_{\text{вод}} = 5808/69 = 84,17 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Для определения количества водосбросных пролетов зададимся стандартной шириной пролета $b = 18 \text{ м}$, тогда водосливных отверстий:

$$n = B/b = 84,17/18 = 4,7. \quad (6.10)$$

Принимаем 6 водосбросных пролетов шириной по 18 м . Бык примем разрезным, его ширина $d = 4 \text{ м}$. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = n \cdot b = 5 \cdot 18 = 90 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Так как число водосливных отверстий равно шести, то устройство дополнительного запасного отверстия не нужно, тогда ширина водосливного фронта без быков равна:

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_{\text{вод}} = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_B = 18 \cdot 5 + 4 \cdot 4 = 106 \text{ м}. \quad (6.12)$$

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Полный напор на водосливе H определяем методом последовательных приближений, используя формулу водослива. В первом приближении определяем полный напор H_{01} без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива.

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.13)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа $m \approx 0,49$.

$$H_{01} = \left(\frac{5808}{0,49 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,60 \text{ м.}$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.14)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{\text{п}}$ – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_{\text{п}} = 1$;

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,7(n-1)\varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.15)$$

где $\varepsilon_0 = 0,3$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (для полукруглого быка).

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,7 \cdot (5-1) \cdot 0,15}{5} \cdot \frac{9,60}{18} = 0,955.$$

$$H_{02} = \left(\frac{5808}{0,49 \cdot 0,955 \cdot 1 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,89 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе и округлим его до ближайшего стандартного:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g}, \quad (6.16)$$

где $\alpha_0 = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;
 v_0 – скорость подхода потока к плотине, равная:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{расч}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_6)}, \quad (6.17)$$

$$v_0 = \frac{5808}{(382 - 305) \cdot (90 + (5 - 1) \cdot 4)} = 0,71 \text{ м/с.}$$

$$H = 9,89 - \frac{1,1 \cdot 0,71^2}{2 \cdot 9,81} = 9,86 \text{ м.}$$

Определённый геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{стан}} = 10 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{стан}} = 382 - 10 = 372 \text{ м.} \quad (6.18)$$

6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопрпускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{\text{повер}} = Q_{\text{max.повер}} - Q_{\text{ГЭС}} = 7793 - 5 \cdot 250 = 6543 \text{ м.} \quad (6.19)$$

где $Q_{\text{max.повер}}$ – максимальный поверочный расход.

В первом приближении определяем напор $H_{01}^{\text{пов}}$ без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01}^{\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{повер}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6543}{0,49 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,39 \text{ м.} \quad (6.20)$$

Во втором приближении определим напор $H_{02}^{\text{пов}}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02}^{\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{повер}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (6.21)$$

$$H_{02}^{\text{пов}} = \left(\frac{6543}{0,49 \cdot 0,955 \cdot 1 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,71 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе:

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g}, \quad (6.22)$$

где $\alpha_0 = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;
 v_0 – скорость подхода потока к плотине, равная:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{повер}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1)\delta_0)}, \quad (6.23)$$

$$v_0 = \frac{6543}{(383 - 305) \cdot (90 + (5 - 1) \cdot 4)} = 0,79 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов}} = 10,71 - \frac{1,1 \cdot 0,79^2}{2 \cdot 9,81} = 10,68 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли отметка $\nabla\text{ФПУ} = 383$ м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 372 + 10,68 = 382,68 \text{ м} < 383 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Отметка ФПУ не превышает, следовательно, пропускная способность водослива достаточна для пропуска максимального поверочного расхода.

6.3.4 Определение формы водосливной поверхности

Используя данные таблицы стенки Кригера-Офицера составим таблицу для оголовка водослива типа А. Для получения действительных координат кривой необходимо отношения $(x/H_{\text{проф}})$ и $(y/H_{\text{проф}})$ умножить на $H_{\text{стан}}$.

Таблица 6.1 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0,00	1,26	7	6,00	0,60	13	12,00	3,94
2	1,00	0,36	8	7,00	1,00	14	13,00	4,75
3	2,00	0,07	9	8,00	1,46	15	14,00	5,64
4	3,00	0,00	10	9,00	1,98	16	15,00	6,61
5	4,00	0,06	11	10,00	2,56	17	16,00	7,64
6	5,00	0,27	12	11,00	3,21	18	17,00	8,73

Окончание таблицы 6.1

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
19	18,00	9,87	27	26,00	21,22	35	34,00	36,09
20	19,00	11,08	28	27,00	22,89	36	35,00	38,18
21	20,00	12,35	29	28,00	24,62	37	36,00	40,31
22	21,00	13,69	30	29,00	26,40	38	37,00	42,49
23	22,00	15,08	31	30,00	28,24	39	38,00	44,71
24	23,00	16,53	32	31,00	30,13	40	39,00	46,98
25	24,00	18,30	33	32,00	32,07			
26	25,00	19,60	34	33,00	34,07			

Очертание гребня водосливной стенки представлено на рисунке 6.1.

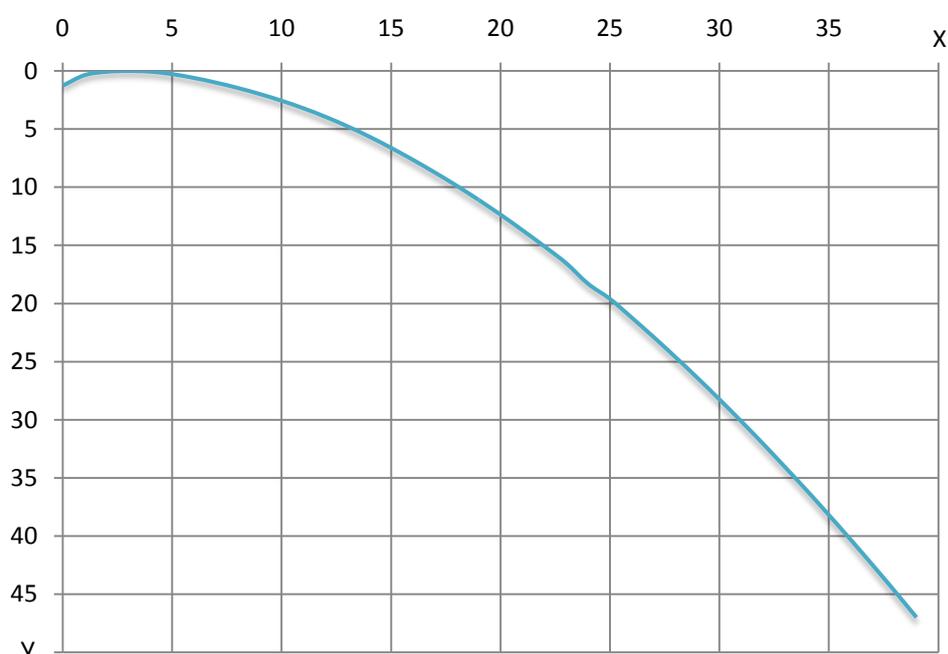


Рисунок 6.1 – Очертание гребня водосливной стенки

6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении h_c для определения второй сопряженной глубины h_c'' , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе $h_{нб}$ и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

От сопряжения бьефов зависит наличие гасителей энергии потока в нижнем бьефе. Возможны три случая сопряжения бьефов:

1. прыжок у сжатого сечения $h_c'' = h_{нб}$;
2. затопленный прыжок $h_c'' < h_{нб}$;
3. отогнанный прыжок $h_c'' > h_{нб}$,

где $h_{нб}$ – глубина в нижнем бьефе;

h_c'' – сопряженная глубина с глубиной в сжатом сечении.
Предварительно рассчитаем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{расч}^2}{B_{вод}^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5808^2}{106^2 \cdot 9,81}} = 7,0 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Найдем полную удельную энергию перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 382 - 305 = 77 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{77}{7} = 11. \quad (6.27)$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,9$ и ξ_{T_0} определяем $\xi_c = 0,26$ и $\xi_c'' = 2,73$.

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,26 \cdot 7 = 1,81 \text{ м.} \quad (6.28)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,73 \cdot 7 = 19,1 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Получаем $19,1 > 11,1$, следовательно, прыжок отогнанный и необходима установка гасителей энергии воды.

6.4 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

При проектировании плотины на скальном основании, для определения схемы сопряжения бьефов, определим относительную ширину створа:

$$\frac{l_{ch}}{h} = \frac{450}{80} = 5,6 > 3, \quad (6.30)$$

где l_{ch} – ширина ущелья по хорде на уровне гребня плотины,

Исходя из соотношения выполним сопряжение бьефов носками-трамплинами.

Расчет дальности отброса струи от сооружения производится для определения места размыва дна нижнего бьефа, глубины и контура ямы размыва.

Длина отлета струи вычисляется по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left[\left(1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0.5} + 1 \right], \quad (6.31)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий влияние аэрации на дальность отлета струи, зависящий от числа Фрудо;
 Z_H – превышение уровня верхнего бьефа над сливной кромкой носка;
 φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = (0,85 \div 0,95)$;
 α – угол наклона носка, обеспечивающий наибольшую дальность отлета струи от сооружения., $\alpha = 30^\circ$;
 Z_0 – разность отметок уровней воды в бьефах
Число Фрудо:

$$Fr = \frac{v_1^2}{g \cdot h_1} = \frac{31,7^2}{9,81 \cdot 2,1} = 48,7 \quad (6.32)$$

где v_1 – скорость схода струи с носка под углом α формула (6.32).
 h_1 – высота потока воды на носке формула (6.33).

$$v_1 = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 63,3} = 31,7 \quad (6.33)$$

$$h_1 = \frac{q_{\text{вод}}}{v_1} = \frac{64,5}{31,7} = 2,03 \quad (6.34)$$

Удельный расход на водосливе находится по формуле:

$$q_{\text{вод}} = \frac{Q_{\text{расч}}}{B_{\text{полн}}} = \frac{5808}{90} = 64,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 382 - 318,7 = 63,3 \text{ м} \quad (6.35)$$

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 282 - 316,7 = 65,3 \quad (6.36)$$

Рассчитаем пределы отметки носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{УНБ}} + a. \quad (6.37)$$

где $\nabla_{\text{под}}$ – отметка подошвы плотины,
 a – высота носка относительно максимального уровня нижнего бьефа:

$$\nabla_{\text{НОС}} = 316,7 + 2 = 318,7 \text{ м}.$$

В результате длина отлета струи вычисляется по формуле:

$$L = 0,9 \cdot 63,3 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30 \left[\left(1 + \left(\frac{65,3}{63,3} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30} \right)^{0,5} + 1 \right];$$

$$L = 83 \text{ м.}$$

При расчете глубины h_p ямы размыва необходимо знать скорость входа, толщину и угол входа струи под уровень воды, которые определяются по формулам:

$$h_{\text{разм}} = t - h_{\text{НБmax}} = 34,9 - 11,7 = 23,2 \text{ м,} \quad (6.38)$$

где

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{F_r}) \cdot \sqrt{F_r} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{НБmax}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}};$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{50}) \cdot \sqrt{50} \cdot \sqrt{\frac{11,7}{1}} \cdot 2,03 = 34,9 \text{ м.}$$

Угол входа струи под УНБ:

$$tg \alpha_1 = \sqrt{tg^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБmax}})}{v_1^2 \cdot \cos^2 \alpha}}; \quad (6.39)$$

$$tg \alpha_1 = \sqrt{tg^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,03 \cdot \cos 30 + 13,7 - 11,7)}{31,7^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,63.$$

Расстояние от створа до ямы максимального размыва

$$L_1 = L + \frac{t}{tg \alpha_1} = 83 + \frac{34,9}{0,63} = 139 \text{ м.} \quad (6.40)$$

$$L > 0,4 \cdot Z = 0,4 \cdot 65,3 = 26 \text{ м.} \quad (6.41)$$

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{разм}} = 2,5 \cdot 7 + 3,7 \cdot 23,2 = 104 \text{ м.} \quad (6.42)$$

6.5 Конструирование плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

1. отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
2. устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

Исходя из практических решений, напорную грань выполняем вертикальную, следовательно, $n = 0$, а низовую грань с заложением $0,7$, тогда

$$h = \nabla_{ГБ} - \nabla_{под} = 382 - 302 = 86 \text{ м}, \quad (6.43)$$

$$B = h \cdot 0,8 = 86 \cdot 0,7 \approx 60 \text{ м}.$$

6.5.2 Разрезка плотины швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на полускальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции температурными и конструктивными швами. Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на полускальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Температурно-усадочные швы располагаются на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации, равно $22 (18+4)$ метров.

Ширина раскрытия температурных швов назначается 10 мм.

6.5.3 Быки

Быки служат опорами для затворов, мостов (служебных и транзитных) и стационарных подъемных механизмов.

Форма быков в плане со стороны ВБ должна быть плавной. Толщину ранее приняли 4 м. Минимальная толщина между пазами 2 м.

В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимаем на 1–2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Быки выдвинем в нижний бьеф для обеспечения условий пропуска транспорта.

6.6 Назначение размеров основных элементов плотины

У бетонных водосливных плотин на скальном основании следует различать следующие основные элементы: противофильтрационные завесы и дренажи основания и береговых примыканий. Совместное применение завес и дренажа дает максимальный эффект.

6.6.1 Противофильтрационные завесы

Противофильтрационные завесы представляют собой ряд буровых скважин диаметром 50-100 мм, в которые нагнетается цементный раствор, заполняющий трещины вокруг скважин и образующий таким образом преграду, малопроницаемую для воды. Глубина завесы и расстояние между скважинами зависит от степени трещиноватости скалы.

Определяем глубины противофильтрационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,8 \cdot H = 0,8 \cdot (382 - 307) = 60 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где H – напор на плотину.

Принимаем один ряд скважин, а расстояние между скважинами в ряду принимаем 2 м.

Число продольных рядов скважин, определяющих толщину завесы, определяем исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H \cdot k_H}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.45)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

k_H – коэффициент надежности по степени ответственности сооружения, равен 1,25;

$J_{\text{кр}}$ – критический градиент напора в завесе, принимаем равным 15.

Определим напор, действующий на завесу по формуле:

$$\Delta H = 0,6 \cdot H = 0,6 \cdot 75 = 45 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Толщина завесы:

$$\delta_z = \frac{45 \cdot 1,25}{15} = 3,75 \text{ м.}$$

Расстояние от цементационной завесы до дренажа

$l_{др.} > 4 \text{ м,}$
принимаем равным 7 м.
Глубина дренажного устройства

$$h_{др.} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 60 \approx 30 \text{ м.} \quad (6.47)$$

6.7 Определение отметки гребня плотины

Отметка гребня быка плотины определяется на основе расчета ее возвышения над расчетным уровнем (НПУ, ФПУ):

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla ГБ_1 = \nabla НПУ + h_{s1}; \quad (6.48)$$

$$\nabla ГБ_2 = \nabla ФПУ + h_{s2}, \quad (6.49)$$

где h_s – возвышение над расчетным уровнем:

$$h_s = h_{1\%} + a, \quad (6.50)$$

где $h_{1\%}$ – высота волн 1%-ой обеспеченности;
 a – конструктивный запас, $a \geq 0,5$ (0,5 – 2) м.

6.7.1 Расчет превышения гребня плотины при основном сочетании нагрузок

Действие ветра на водную поверхность приводит к ветровому нагону и образованию волн. Ветровой нагон представляет собой отклонение водного зеркала от горизонтального положения с уклоном в сторону, противоположную действию ветра.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно справочных данных. Высота ветрового нагона определяется как:

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 20000}{20^2} = 490,5. \quad (6.51)$$

$$\frac{gt}{v_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{20} = 10595,0. \quad (6.52)$$

где t – период развития волн на водохранилище, бч.

2. Для глубоководной зоны ($d > 0,5\lambda_d$) по найденным коэффициентам определим параметры, при помощи которых вычислим средний период волны и среднюю высоту волны. Принимаем меньшие полученные значения.

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,034; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 2,6.$$

$$\bar{h} = 0,034 \cdot \frac{v_w^2}{g} = 0,038 \cdot \frac{20^2}{9,81} = 1,4 \text{ м}; \quad (6.53)$$

$$\bar{T} = 2,6 \cdot \frac{v_w}{g} = 2,6 \cdot \frac{20}{9,81} = 5,3 \text{ с}. \quad (6.54)$$

3. Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 5,3^2}{2 \cdot 3,14} = 44 \text{ м}. \quad (6.55)$$

4. Условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, $44 \text{ м} > 21,9 \text{ м}$, следовательно, расчет выполнен верно для глубоководной зоны.

5. Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 1,4 \cdot 2,13 = 2,98 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где $k_i = 2,13$ – коэффициент, определяемый по графику [15] (рис.6.2) в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$.

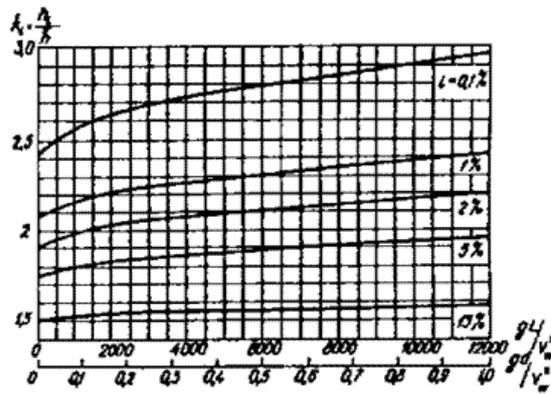


Рисунок 6.2 – Графики значений коэффициента K_i

б. Превышение гребня плотины над расчетным случаем:

$$h_{s1} = h_{1\%} + a = 2,98 + 0,8 = 3,78 \text{ м.} \quad (6.57)$$

6.7.2 Расчет превышения гребня плотины при особом сочетании нагрузок

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно [3]:

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 20000}{10^2} = 1962. \quad (6.58)$$

$$\frac{gt}{v_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{10} = 21190, \quad (6.59)$$

где t – период развития волн на водохранилище, бч.

2. Для глубоководной зоны ($d > 0,5\lambda_d$) по найденным коэффициентам определим параметры, при помощи которых вычислим средний период волны и среднюю высоту волны. Принимаем меньшие полученные значения.

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,06; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 3,4. \quad (6.60)$$

$$\bar{h} = 0,06 \cdot \frac{v_w^2}{g} = 0,06 \cdot \frac{10^2}{9,81} = 0,61 \text{ м;} \quad (6.61)$$

$$\bar{T} = 3,4 \cdot \frac{v_w}{g} = 3,4 \cdot \frac{10}{9,81} = 3,46 \text{ с.} \quad (6.62)$$

3. Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,46^2}{2 \cdot 3,14} = 18,7 \text{ м.} \quad (6.63)$$

4. Условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, $39 \text{ м} > 18,7 \text{ м}$, следовательно, расчет выполнен верно для глубоководной зоны.

5. Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,61 \cdot 2,11 = 1,47 \text{ м,} \quad (6.64)$$

где $k_i = 2,11$ – коэффициент, определяемый по графику (рис.2.2) в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$.

6. Превышение гребня плотины над расчетным случаем:

$$h_{s2} = h_{1\%} + a = 1,47 + 0,8 = 2,27 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Выберем наибольшую отметку гребня плотины из:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{НПУ} + h_{s1} = 382 + 3,78 = 385,8 \text{ м;}$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ФПУ} + h_{s2} = 383 + 2,3 = 385,3 \text{ м;}$$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из двух:

$$\nabla_{ГБ} = 386,2 \text{ м;}$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{стан} = 372 + 1,6 \cdot 10 = 388 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Окончательно принимаем $\nabla_{ГБ} = 388 \text{ м}$.

6.8 Фильтрационный расчет

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного

давления на флютбет, определения градиентов и скоростей фильтрационного потока при выходе его в нижний бьеф.

Расчеты проводятся для двух расчетных случаев: основного (в верхнем бьефе ∇ НПУ, в нижнем – ∇ УНБ_{min} (соответствует $Q_{ГЭС}$)) и поверочного (в верхнем бьефе ∇ ФПУ, в нижнем – ∇ УНБ_{max} (соответствует $Q_{пов}$))

6.8.1 Основной расчет

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов и скоростей фильтрационного потока при выходе его в нижний бьеф.

Для гравитационных плотин на скальном основании рассчитаем фильтрацию для случаев нормальной работы противофильтрационных устройств (рис.6.3).

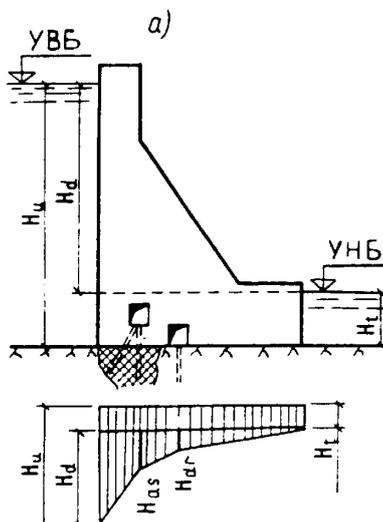


Рисунок 6.3 – Схема к определению противодействия в основании гравитационной плотины

Эпюра строится в зависимости от напора и наличия завес и дренажа. За цементационной завесой удельная объемная сила фильтрационного давления падает до величины H_{as} , которая рассчитывается по формуле:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4 ; \tag{6.67}$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d, \tag{6.68}$$

где H_d – напор на плотину:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{min} = 382 - 307 = 75 \text{ м.} \tag{6.69}$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 75 = 30 \text{ м.}$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2 ; \quad (6.70)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot 75 = 15 \text{ м.}$$

6.8.2 Поверочный расчет

При поверочном расчете напор на плотину будет рассчитан:

$$H_d = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{УНБ}_{max} = 383 - 316,7 = 66,3 \text{ м.} \quad (6.71)$$

Особые в случае нарушения нормальной работы противодиффузионных и дренажных устройств:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,5 ; \quad (6.72)$$

$$H_{as} = 0,5 \cdot 66,3 = 33,2 \text{ м.}$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,3 ; \quad (6.73)$$

$$H_{dr} = 0,3 \cdot 66,3 = 20 \text{ м.}$$

6.9 Статические расчеты плотины

6.9.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. При особом сочетании нагрузок учитываются нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные и одна из особых. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов. Коэффициент сочетания нагрузок при расчете плотин принимается по [10].

Первый расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем. Второй расчетный случай –

паводковый поверочный при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне в нижнем.

6.9.2 Вес сооружения и механизмов

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.74)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения (вычислена с помощью программы AutoCAD);

b – ширина пролета, 18 м;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка, 4 м;

$\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона, 2400 кг/м³.

$$G_{\text{пл}} = \frac{2577 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 4} = 49642 \text{ кН/м.}$$

Для определения площади поперечного сечения разделим поперечный профиль сооружения на простейшие геометрические фигуры и определим площадь каждой. Также определим расстояния от центров тяжести этих простейших фигур до центра тяжести расчетного сечения (подошвы плотины). Введем оси координат X и Y, ось X проходит вдоль подошвы плотины, ось Y направлена вверх из центра тяжести сечения по подошве плотины.

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{3576 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 4} = 15308 \text{ кН/м.} \quad (6.75)$$

Далее, по ходу выполнения проекта, расчеты действующих нагрузок на плотину будем вести параллельно расчеты для двух случаев: основного и поверочного.

Вес плоского затвора равен:

$$Q_{\text{з}} = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 207 \cdot \sqrt{207} \cdot 9,81 = 1607 \text{ кН,} \quad (6.76)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5)b = (383 - 372 + 0,5) \cdot 18 = 207 \text{ м}^2. \quad (6.77)$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}})^2 \cdot 0,5 \cdot b; \quad (6.78)$$

– для основного случая:

$$P_3 = 1000 \cdot 9,81(382 - 372)^2 \cdot 0,5 \cdot 18 = 8829 \text{ кН};$$

– для поверочного случая:

$$P_3 = 1000 \cdot 9,81(383 - 372)^2 \cdot 0,5 \cdot 18 = 10683 \text{ кН}.$$

Вес затвора на 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1607}{22} = 73 \text{ кН/м}. \quad (6.79)$$

6.9.3 Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа:

$$T_{\text{В}}^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 80^2}{2} = 31392 \text{ кН/м}, \quad (6.80)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 382 - 302 = 80 \text{ м}$.

$$T_{\text{В}}^{\text{особ}} = \frac{\rho_w g h_1'^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 81^2}{2} = 32182 \text{ кН/м}, \quad (6.81)$$

где $h_1' = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 383 - 302 = 81 \text{ м}$.

– с нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}}^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 5^2}{2} = 123 \text{ кН/м}, \quad (6.82)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 307 - 302 = 5 \text{ м}$.

$$T_{\text{н}}^{\text{особ}} = \frac{\rho_w g h_2'^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 14,7^2}{2} = 1060 \text{ кН/м}, \quad (6.83)$$

где $h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 316,7 - 302 = 14,7 \text{ м}$.

6.9.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Для построения эпюры взвешивающего давления определим ординаты:

$$h_{\text{осн}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 307 - 302 = 5 \text{ м}; \quad (6.84)$$

$$h_{\text{особ}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 316,7 - 302 = 14,7 \text{ м}. \quad (6.85)$$

Определим величину взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.86)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления.
– для основного случая:

$$W_{\text{взв}}^{\text{осн}} = 1 \cdot 9,81 \cdot (5 \cdot 60) = 2943 \text{ кН}.$$

– для поверочного случая:

$$W_{\text{взв}}^{\text{особ}} = 1 \cdot 9,81 \cdot (14,7 \cdot 60) = 8652 \text{ кН}.$$

6.9.5 Сила фильтрационного давления

Учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\text{ф}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.87)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.
– для основного случая:

$$W_{\text{ф}}^{\text{осн}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 777 = 7622 \text{ кН/м}.$$

– для поверочного случая:

$$W_{\phi}^{\text{особ}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 905 = 8878 \text{ кН/м.}$$

6.9.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H h_H \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.88)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, (9-13) кН/м³;
 h_H – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна:

$$h_H = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 308 - 305 = 3 \text{ м.} \quad (6.89)$$

φ_H – угол внутреннего трения наносов, 20-22°.

$$p_H = 13 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 19,1 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{19,1 \cdot 3}{2} = 28,6 \text{ кН/м.} \quad (6.90)$$

Определим активное давление грунта со стороны верхнего бьефа.
 Определим давление наносов на грунт:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (6.91)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, 13 кН/м³;
 h_H – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна;
 $\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения для доломита $\varphi_{\text{гр}} = 35^\circ$;
 c – сцепление грунта, $c = 139$.

$$p_1 = 13 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 10,6 \text{ кН/м}^2,$$

Точку, находящуюся на границе между различными слоями грунта, считаем принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему.

Определим давление грунта:

$$p_{2гр} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{взв1} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.92)$$

где $\varphi_1 = 45^\circ$ – угол внутреннего трения;
 $\gamma_{взв}$ – удельный вес грунта с учетом взвешивающего давления воды:

$$\gamma_{взв} = \rho_{сух} - (1 - n)\gamma_w, \quad (6.93)$$

где $n = 0,24$ – пористость сухого грунта.

$$\gamma_{взв} = 26,6 - (1 - 0,24) \cdot 10 = 19,1 \text{ кН/м}^3;$$

$$p_{2гр} = (13 \cdot 3 + 19,1 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 26,1 \text{ кН/м}^3;$$

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_a = S_{эп} = \frac{(10,6 + 26,1) \cdot (305 - 302)}{2} = 55 \text{ кН/м.}$$

Активное давление грунта на плотину отсутствует.

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

$$p_{пн} = \gamma_{взв} h_{п} tg^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right); \quad (6.94)$$

$$p_{пн} = 19,1 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45^\circ + \frac{35^\circ}{2} \right) = 185,9 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления равна площади эпюры:

$$E_{пн} = \frac{p_{пн}}{2} h_{гр} = \frac{185,9}{2} \cdot 3 = 278,9 \text{ кН/м.} \quad (6.95)$$

6.9.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} - \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.96)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}. \quad (6.97)$$

– для основного случая:

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,98^2}{44} = 0,63 \text{ м};$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 2,98 \cdot \left(\frac{44}{3,14} - \frac{0,63}{2} \right) = 209,0 \text{ кН}.$$

– для поверочного случая:

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 1,47^2}{18,7} = 0,36 \text{ м};$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,47 \cdot \left(\frac{18,7}{3,14} - \frac{0,36}{2} \right) = 43,9 \text{ кН}.$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}; \quad (6.98)$$

– для основного случая:

$$y_c = \frac{44}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,98 = 2,43 \text{ м}.$$

– для поверочного случая:

$$y_c = \frac{18,7}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,47 = 2,3 \text{ м}.$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно центра подошвы:

– для основного случая:

$$l_{\text{волн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} - y_c = 382 - 302 - 5,89 = 74,11 \text{ м.}$$

– для поверочного случая:

$$l_{\text{волн}} = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} - y_c = 383 - 302 - 2,43 = 78,57 \text{ м.}$$

6.10 Расчет прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет плотины высотой до 60м будем вести без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Исходя из практических соображений, в расчете плотины принимаем сжимающие силы со знаком минус, а растягивающие со знаком плюс. Расчет прочности состоит в определении нормальных, касательных и главных напряжений со стороны напорной и низовой граней по контактному сечению.

Для удобства расчета составим таблицу 6.2, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Силы, действующие на плотину, представлены в Приложении В для основного случая, и в приложении Г для поверочного.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Сила	γ_f	Направление. силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м				Сила, кН
1	2	3	4	5	1	2	3	4
T_B	1	→	31392	26,67	T_B	1	→	31392
T_H	1	←	123	1,67	T_H	1	←	123
G_6	0,95	↓	47159	10,81	G_6	0,95	↓	47159
$G_{пл}$	0,95	↓	14542	9,70	$G_{пл}$	0,95	↓	14542
$W_{взв}$	1	↑	2943	0,00	$W_{взв}$	1	↑	2943
W_ϕ	1	↑	7622	14,02	W_ϕ	1	↑	7622
E_H	1,2	→	34	4,00	E_H	1,2	→	34
E_a	0,8	←	66	0,90	E_a	0,8	←	66
$W_{волн}$	1	→	209	74,11	$W_{волн}$	1	→	209
q_3	0,9	↓	66	25,73	-1698	66	25,73	-1698
ΣR		↓↑	51203			44237		
ΣW		←→	31579			31266		
ΣM			304778			320950		

6.10.1 Основное сочетание нагрузок

Нормальные напряжения на контакте основание–бетон σ_y рассчитываем методом сопротивления материалов по формуле внецентренного сжатия:

$$\sigma_y = -\frac{V}{B} \pm \frac{6 \sum M}{B^2}, \quad (6.99)$$

где V – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B – ширина подошвы плотины.

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{V}{B} + \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{51203}{60} + \frac{6 \cdot 304778}{60^2} = -346,7 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{V}{B} - \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{51203}{60} - \frac{6 \cdot 304778}{60^2} = -1277,6 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.100)$$

где γ_w – удельный вес воды;
 $m_u = \text{ctg} \alpha_1$, α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью, $\alpha_1 = 0$;
 H_d^u – заглубление сечения от ВНПУ:

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 382 - 302 = 80 \text{ м.} \quad (6.101)$$

$$\sigma_x^u = 346,7 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 80 \cdot (1 - 0^2) = -784,8 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.102)$$

где γ_w – удельный вес воды;

$m_t = ctg\alpha_2$, α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью;
 H_d^t – заглубление сечения:

$$H_d^t = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{Под} = 307 - 302 = 5 \text{ м.} \quad (6.103)$$

$$\sigma_x^t = 1277,6 \cdot 0,73^2 - 9,81 \cdot 5 \cdot (1 - 0,73^2) = -835,7 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам:

– для верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.104)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 80 + (-1277,6)) \cdot 0 = 0,0 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.105)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 5 + (-1277,6)) \cdot 0,73 = 982,1 \text{ кПа.}$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

– для верховой грани:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2, \quad (6.106)$$

$$\sigma_1^u = -346,7 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 80 \cdot 0 = -346,7 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 5 = -49,6 \text{ кПа.} \quad (6.107)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

– для верховой грани:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 80 = -784,8 \text{ кПа.} \quad (6.108)$$

– для низовой грани:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2; \quad (6.109)$$

$$\sigma_3^t = -1277,6 \cdot (1 + 0,73^2) + 9,81 \cdot 5 \cdot 0,73^2 = -2063,3 \text{кПа.}$$

Нормальное напряжение на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{(1 + m_u^2)}{2} \cdot \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot h \cdot \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\};$$

$$\sigma_c^u = - - 346,7 \text{кПа.}$$

6.10.2 Особое сочетание нагрузок

При особом сочетании нагрузок расчет напряжений производим аналогично основному сочетанию.

Нормальные напряжения на контакте основание–бетон σ_y рассчитываем методом сопротивления материалов по формуле внецентренного сжатия:

Производим расчет аналогично по формулам 6.99 - 6.109, результат записываем в таблице 6.3 (Приложение Д).

Таблица 6.3 – Напряжения, возникающие в плотине

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-346,7	σ_y^t	-1277,6
σ_x^u	-784,8	σ_x^t	-835,7
τ_{xy}^u	0,0	τ_{xy}^t	982,1
σ_1^u	-346,7	σ_1^t	-50
σ_3^u	-784,8	σ_3^t	-2063,3
σ_c^u	-346,7		
Особое сочетание нагрузок			
σ_y^u	-203,7	σ_y^t	-1273,5
σ_x^u	-794,6	σ_x^t	-713,5
τ_{xy}^u	0,0	τ_{xy}^t	801,8
σ_1^u	-203,7	σ_1^t	-144,2
σ_3^u	-794,6	σ_3^t	-1842,8
σ_c^u	-203,7		

6.11 Оценка прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$k_n \gamma_{lc} |\sigma_{max}| \leq R_{пр} \gamma_{cd} , \quad (6.110)$$

где $k_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

σ_{max} – максимальное главное напряжение;

$R_{пр} = 8,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В15;

γ_{cd} – коэффициент условия работы ($\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок; $\gamma_{cd} = 1$ – при особом сочетании нагрузок).

– для основного случая:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-2063,3| \leq 8500 \cdot 0,9 ,$$

$$2579,2 \leq 7650.$$

– для особого случая:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-1842,8| \leq 8500 \cdot 1,$$

$$1884,7 \leq 8500.$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.111)$$

– для основного случая:

$$-346,7 < 0.$$

– для особого случая:

$$-203,7 < 0.$$

3) В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u, \quad (6.112)$$

–для основного случая:

$$|-346,7| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 80,$$

$$346,7 \geq 196,2.$$

–для особого случая:

$$|-203,7| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 81,$$

$$203,7 \geq 198,2.$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (6.113)$$

–для основного случая:

$$-346,7 \leq 0.$$

–для особого случая:

$$-203,7 \leq 0.$$

5) Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_0]_h, \quad (6.114)$$

где $[\sigma_0]_h$ – допускаемые напряжения в основании, для скального основания
 $[\sigma_0]_h = 5000$ кПа.

–для основного случая:

$$1362,7 \leq 5000.$$

–для особого случая:

$$1273,5 \leq 5000.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.12 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. Считаем что сдвиг плоский.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.115)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,25;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

γ_{cd} – коэффициент условий работы ($\gamma_{cd} = 0,95$ – при работе плотины при НПУ; $\gamma_{cd} = 0,95$ – при работе плотины при ФПУ);

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_б + Q_з + Q_n - W_\phi - W_{взв} + W_n) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega \quad (6.116)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления грунта принимается $\gamma'_c = 0,7$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м;

F – сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_a. \quad (6.117)$$

$$F = 31392 - 122,6 + 209 + 34 + 66 = 31579 \text{ кН/м}$$

$$R = (47159 + 14542 + 66 - 7622 - 2943) \cdot 0,7 + 100 \cdot 60 \\ = 41847 \text{ кН/м}$$

$$\frac{41847 \cdot 0,95}{31579 \cdot 1} = 1,26 \geq 1,25.$$

—для особого случая:

$$\frac{37055 \cdot 0,95}{31266 \cdot 0,9} = 1,251 \geq 1,25.$$

Анализируя расчетные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности при основном и особом сочетаниях нагрузок. А также является экономичным. Запас по надежности плотины обеспечивает ее устойчивость.

7 Охрана труда, противопожарная безопасность и охрана природы

7.1 Охрана труда

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д.

Управление охраной труда в организации осуществляет ее технический руководитель.

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается Служба по охране труда и производственного контроля.

Основными функциями СОТиПК являются:

- организация работы по охране труда;
- осуществление технического и технологического надзора за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- ведение производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- проведение контроля за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организация и координация природоохранной деятельности;

Для всех инженерно-технических работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции, для рабочих – инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Инструкции по охране труда и должностные инструкции разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда:

- ГОСТ 12.0.230-2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169-ст (ред. от 31.10.2013);

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н;

- РД153.-34.0-03.301-00. - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;

- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу. На Усть-Жунской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику прошедшему проверку знаний по охране труда выдается удостоверение о проверке знаний.

Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями.

При расположении электроустановок с большим током замыкания на землю необходимо выполнять следующие мероприятия:

1) все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

2) должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри

здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1-1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна быть обеспечена термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400° С).

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Усть-Жунской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

7.2 Противопожарная безопасность

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях гидроэлектростанции, кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов);
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0,75 ч. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и составов.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Усть-Жунской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персоналу по противопожарной безопасности ответственными, с проверкой знаний правил, в установленные сроки, работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- повторные инструктажи, вопросов по пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Усть-Жунской ГЭС предусмотрена система автоматического пожаротушения (АППТ).

7.3 Мероприятия по охране природы

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» №96–ФЗ от 4 мая 1999 г

Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Проектируемая Усть-Жунская ГЭС расположена на территории республики Коми. Плотность населения в этом районе Российской Федерации низкая 0,31 чел./км². В прилежащих к месту строительства гидроэлектростанции районах находится село Зеленоборск, население которого составляет 4330 человек. Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 470 тыс. км² при этом затопится 5,5 тыс. га сельхозземель, из них 2,5 тыс. га пашни. В зону затопления попадают 3 населённых пунктов с населением менее 1 тыс. человек. На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты.

Комплекс мероприятий санитарной подготовки территории:

- санитарная очистка территорий населённых пунктов;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;

- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоуловители. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

Осуществление строительства Усть-Жунской ГЭС потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

Воздействия на природную среду в строительный период

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительно-монтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновению в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории, необходимо также предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

План мероприятий по охране окружающей среды представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон от 4 Мая 1999 года №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
Раздел II. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии	Федеральный закон от 24 июня 1998 г. N 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		Строительство и эксплуатация

8 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Текущие расходы по гидроузлу

Текущие расходы – это расходы, обусловленные фактами хозяйственной деятельности текущего отчетного периода и признаваемые в отчете о прибылях и убытках данного периода. Расходы отчетного периода невозможно оценить путем инвентаризации.

Формирование текущих расходов выполняем на основании приказа «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 («Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- 1) амортизационные отчисления;
- 2) расходы по страхованию имущества;
- 3) эксплуатационные расходы;
- 4) расходы на ремонт производственных фондов;
- 5) расходы на услуги регулирующих организаций;
- 6) налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Эксплуатационные расходы предприятий включают текущие затраты, амортизационные отчисления, налоговые выплаты. К текущим относят затраты, связанные с использованием в процессе производства энергии, топлива, материалов, труда, а также затраты на реализацию продукции. Выраженные в денежной форме текущие затраты предприятия на производство и сбыт продукции представляют собой ее себестоимость.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.1

Таблица 8.1– Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт.	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	21,71
Прочие	165,3	23,51
Итого по ГЭС	273,0	45,22

Отчисление на ремонт основных производственных фондов определяется исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в % представлены в таблице 8.2

Таблица 8.2 – Расходы на ремонт

Этап проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,02
От 6 до 15 лет	0,027
От 16 до 25 лет	0,035
Свыше 26 лет	0,04

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями РусГидро.

Таблица 8.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма
АО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	151,3
НП АТС (администратор торговой)	0.001097 тыс.руб./МВт*ч	8,6
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб./МВт*ч	2,5
Итого		162,4

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Щугор, составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации представлены в таблице 8.4

Таблица 8.4 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации, (тыс.руб.)

Наименование затрат	2020	2021	2022
Амортизационные отчисления	615 395	877 118	1 131
Расходы на страхование	151 156	192 698	229 821
Эксплуатационные затраты	78 660	696 702	943 920
Расходы на ремонт производственных фондов	31 490	50 971	64 637

Продолжение таблицы 8.4

Наименование затрат	2020	2021	2022
Расходы на услуги регулирующих компаний	34 599	316 443	428 730
Налог на воду	6 793	90 929	137 577
Итого	918 096	2 224 864	2 936

На рисунке 8.1 показана структура текущих затрат.

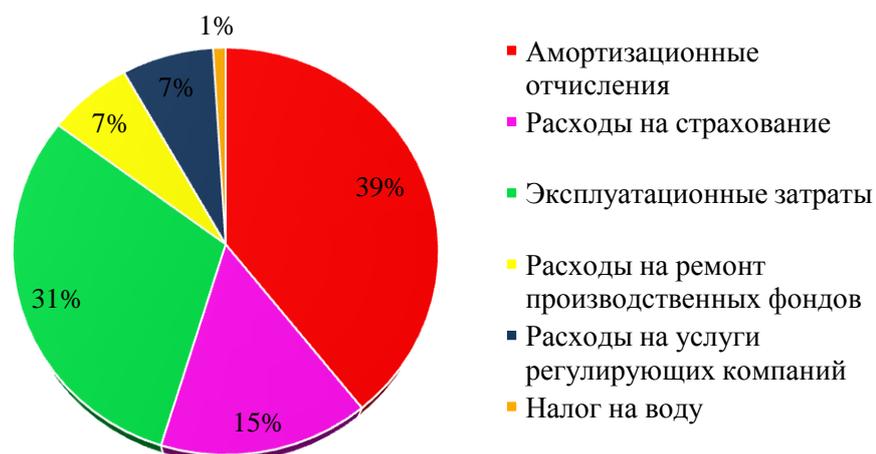


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Усть-Жунской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности ГЭС.

В рассматриваемом проекте следует учесть следующие виды налогов:

- 1) налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- 2) НДС – 18% от добавленной стоимости;
- 3) взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- 4) налог на имущество – 2,2% от стоимости имущества;
- 5) налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – в соответствии с бассейном реки, озера, моря;
- 6) налог на воду входит в текущие затраты.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 3-6 лет от начала реализации проекта следует представить в таблице следующего вида.

Таблица 8.5 – Налоговые расходы (тыс. руб.)

Налоги	2020	2021	2022
Налог на прибыль,	3 020 384	4 988 723	5 093 335
НДС	87 822	4 039 665	4 191 626
Взносы в социальные фонды	17 646	17 646	17 646
Налог на имущество	346 252	418 859	485 791

8.3 Прибыль

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, нераспределенная прибыль, накопленная нераспределенная прибыль. В структуре проекта представлена годовая прибыль в первые годы эксплуатации.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации (тыс. руб.)

Наименование	2020	2021	2022
Выручка (нетто)	1 416 212	19 113 095	26 751 213
Текущие расходы	918 096	2 224 864	2 936 041
ЕВІТВА (валовая прибыль)	498 116	16 888 230	23 815 171
ЕВІТ (прибыль до налогообложения)	498 116	16 888 230	23 815 171
Скорректированный налог на прибыль	99 623	3 377 646	4 763 034
НОРАТ (чистая прибыль)	398 493	13 510 584	19 052 137
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20

Чистая прибыль за годы эксплуатации представлена на рисунке 8.2



Рисунок 8.2 – Чистая прибыль за годы эксплуатации

По мере того, как закончилось строительство, и оборудование ввелось в эксплуатацию, чистая прибыль увеличилась, так как инвестиционные затраты уменьшаются.

8.4 Оценка эффективности инвестиций

8.4.1 Методология и исходные данные

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта.

К таким показателям относятся чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д.

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес планов в электроэнергетики», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес планов в электроэнергетики на стадии пред. ТЭО и ТЭО», Москва, 2008г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113;

в) приложения к приказу «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 («Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.).

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта «Project Expert» фирмы «Expert systems» для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Усть-Жунской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;
- 2) Используемая, при оценке эффективности информация, отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на первый квартал 2017 года;
- 3) Предполагается, что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.4.2 Коммерческая эффективность

Целью проведения расчетов в коммерческой эффективности проекта является расчет показателей, которые представлены в таблице 8.7

Таблица 8.7 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Усть-Жунской ГЭС.

Название	Величина
Период окупаемости - РВ, мес.	71
Средняя норма рентабельности - ARR, %	105,21
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	61 168, 04
Индекс прибыльности - PI	1,79
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт*час	0,12
Удельные капиталовложения, руб./кВт	56741

8.6.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджет.

Наименование	Годы		
	2020	2021	2022
В федеральный бюджет, тыс. руб.	18 863	3 216 792	9 183 613
В региональный бюджет, тыс. руб.	271 635	346 252	418 859

8.7 Анализ чувствительности

Проект реагирует на изменения объема инвестиций, объемов сбыта и налоговой ставки, параметры которых оценивают чувствительность-NPV.

Проект подвержен рискам, влияние изменения этих параметров (объема инвестиций, объемов сбыта и налоговой ставки) на NPV и оценивается следующим образом.

Инвестиции – вложения капитала с целью получения прибыли. Инвестиции являются неотъемлемой частью современной экономики. От кредитов инвестиции отличаются степенью риска для инвестора (кредитора) — кредит и проценты необходимо возвращать в оговорённые сроки независимо от прибыльности проекта, инвестиции (инвестированный капитал) возвращаются и приносят доход только в прибыльных проектах. Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Влияние изменения эффективности проекта в зависимости от объема инвестиций и цены сбыта представлены на рисунках 8.3 и 8.4

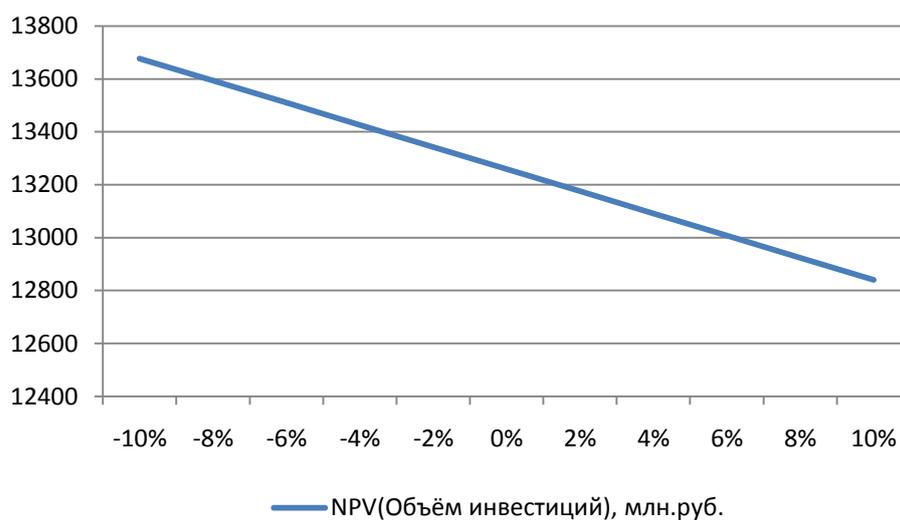


Рисунок 8.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения объемов инвестиций

По данным графика видно, что объемы инвестиций на протяжении проекта снижаются, что ведет к увеличению NPV.

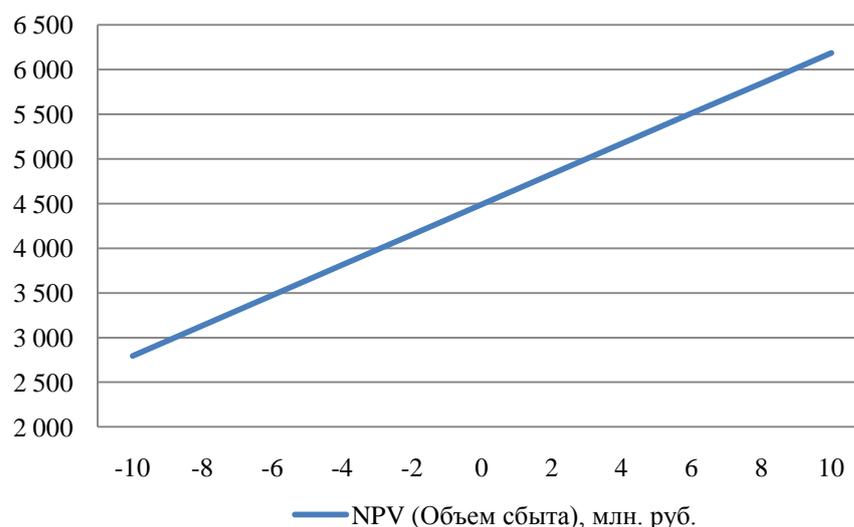


Рисунок 8.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Изменение цены реализации электроэнергии прямо влияет на эффективность проекта.

По данным графикам видно, что на протяжении проекта рост цен на электроэнергию может изменяться, что ведет к изменению NPV.

Влияние изменения эффективности проекта в зависимости от налоговой ставки представлено на рисунке 8.5

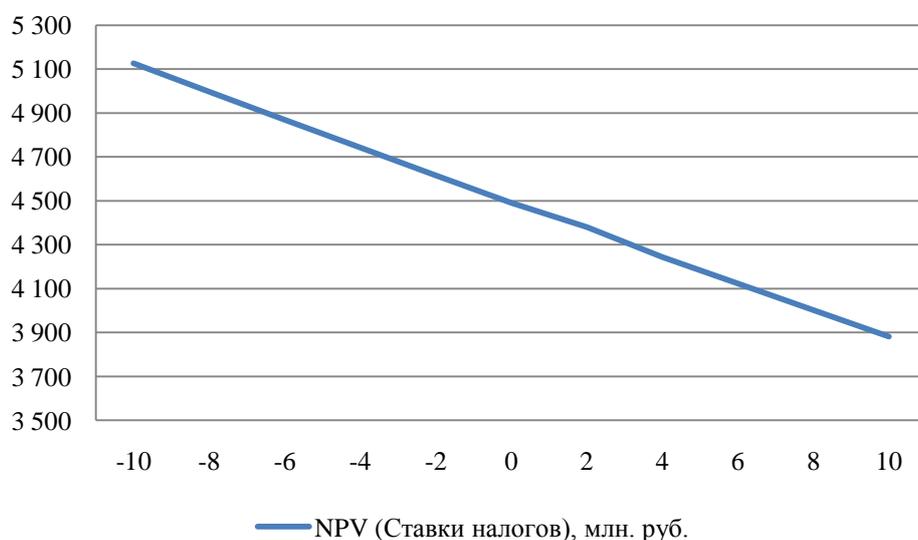


Рисунок 8.5 – Изменение NPV в зависимости от изменения налоговой ставки

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости. Ставка дисконтирования применяется при расчёте дисконтированной стоимости будущих денежных потоков NPV.

Влияние изменения эффективности проекта в зависимости от ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.6.

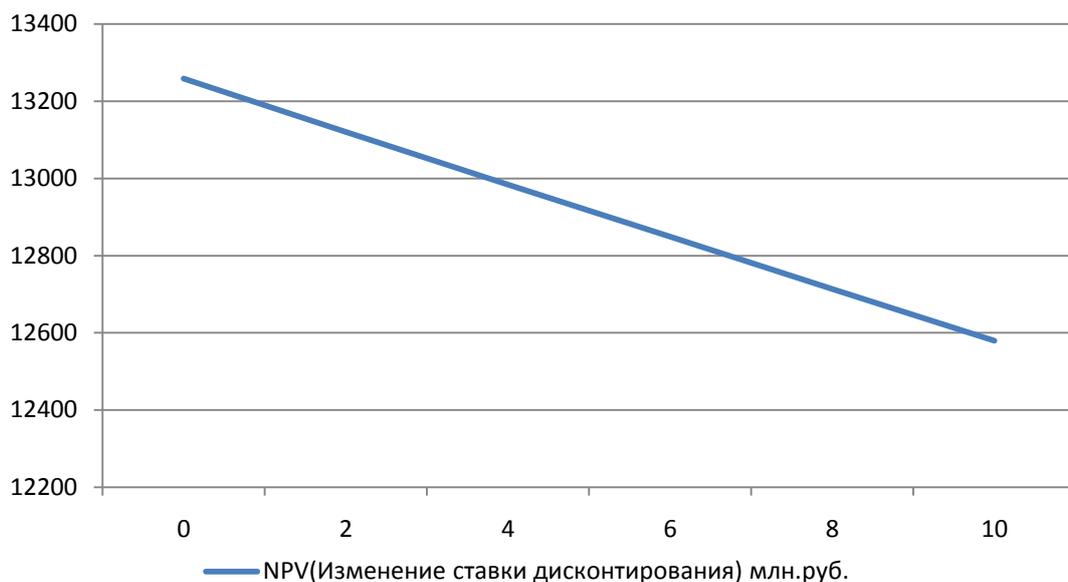


Рисунок 8.6 – Влияние изменения эффективности проекта в зависимости от ставки дисконтирования

В результате расчетов технико-экономических показателей Усть-Жунской ГЭС

Период окупаемости равен 71 месяцев, дисконтированный период окупаемости 77 мес., средняя норма рентабельности 105,21%, чистый приведенный доход равен 61 168млн. руб., индекс прибыльности равен 5,79млн.руб., внутренняя норма рентабельности 51,89%, модифицированная внутренняя норма рентабельности 25,48 себестоимость электроэнергии равна 0,12 руб./кВт*час.

Проект реагирует на изменения объема инвестиций, цены сбыта и налоговой ставки, параметры которых оценивают чувствительность-NPV.

Проект подвержен риску реализации проекта так как имеется влияние изменения объема инвестиций, объемов сбыта и налоговой ставки на NPV.

На протяжении проекта цены сбыта возрастают, объемы инвестиций уменьшаются, что ведет к увеличению NPV.

Из всего вышперечисленного видно, что проект целесообразен, так как NPV положительный, проект принимается.

9 Монтаж гидроагрегата, методы предварительного контроля. Балансировка ГА

9.1 Методы предварительного контроля при монтаже гидротурбинного оборудования

В соответствии с СТО РусГидро 02.03.86-2013 «Гидроэлектростанции. Организация работ при создании и реконструкции оборудования, собираемого на месте эксплуатации» устанавливаются единые требования к организации специализированных монтажных работ.

Требования Стандарта распространяются на следующие изделия оборудования единичного и мелкосерийного производства: гидротурбины; гидрогенераторы; предтурбинные затворы; затворы водоприемников и водосбросных сооружений; технические системы гидроагрегата; крановое оборудование гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций.

Стандарт регулирует производственные взаимоотношения заказчика, поставщика, заводов-изготовителей, проектных и строительных организаций, организаций, выполняющих специализированные работы по сборке и монтажу на всех этапах создания и ввода в эксплуатацию оборудования гидроэлектростанций (предпроектные работы, проектные работы, изготовление и доставка оборудования, сборка, доизготовление, монтаж, наладка, подконтрольная эксплуатация, ввод в эксплуатацию).

На всех стадиях изготовления, сборки и монтажа оборудования должен быть организован контроль качества продукции и качества выполняемых работ. Контроль качества монтажных работ должен осуществляться службами специализированной монтажной организации (по поручению заказчика), оснащенными необходимыми техническими средствами контроля, и шеф-инженером предприятия-изготовителя.

Производственным контролем должен быть охвачен весь процесс сборки и монтажа оборудования, включая:

- входной контроль поступающего на монтаж оборудования и конструкций и сопровождающих их документов, подтверждающих соответствие изделий техническим условиям и конструкторской документации;

- операционный контроль в ходе выполнения сборочных и монтажных процессов, соединительных операций и необходимых опробований с составлением документов, подтверждающих выполнение этого контроля и его результаты;

- приемочный контроль, устанавливающий качество выполненных работ, конструкций и оборудования и соответствие этих работ требованиям технических условий (заданий) и конструкторской документации.

При сборке и монтаже оборудования на месте эксплуатации наряду с другими видами контроля должен присутствовать шефмонтаж.

9.1.1 Методы контроля при монтаже закладных частей

К закладным частям турбины относятся: облицовка конуса отсасывающей трубы, закладные трубопроводы, детали фундамента, статор турбины, фундаментные части, спиральная камера, шахта турбины.

До начала монтажа фундаментных и закладных частей гидротурбин заказчик выдает монтирующей организации исполнительные чертежи (формуляры) выполненных фундаментов, штраб и армоконструкций, с нанесенными на них осями и высотными отметками и указаниями на имеющиеся отступления от проектных данных.

Фактические размеры выполненных при строительстве фундаментов, штраб и армоконструкций, их расположение относительно осей и высотных отметок могут иметь отклонения от проектных данных на величину, не препятствующую установке оборудования в проектное положение с учетом допусков на его монтаж. Фундаменты и штрабы до монтажа оборудования должны быть полностью освобождены от опалубки, тщательно очищены, а неровности на опорных поверхностях бетона подрублены.

Установку всех деталей и узлов оборудования следует производить в соответствии с главными осями агрегата «Х» и «У». Для выверки фундаментных и закладных частей агрегата при их установке должны применяться плоские металлические подкладки и парные (встречные) клинья. Применять для этой цели одиночные клинья запрещается. В одном пакете допускается набор не более пяти плоских подкладок. Установленные на фундаменте, в штрабе (шахте) или армоконструкции, фундаментные и закладные части до их бетонирования, должны быть надежно закреплены на своем основании при помощи фундаментных болтов, специальных распоров, растяжек, электросварки и других средств, гарантирующих установленные элементы от сдвига и деформации в процессе бетонирования. Смонтированные конструкции проточной части гидротурбин должны быть тщательно уплотнены в местах соединения отдельных элементов и не допускать протечек.

На обработанных поверхностях закладных частей турбин, подверженных воздействию водотока, резкие уступы в местах соединений не допускаются. Уступы на необработанных поверхностях должны быть сглажены путем их подрубки, шлифовки или опиловки.

Подгонка стыков металлических облицовок закладных частей под электросварку и проверка качества сварных швов должны производиться в соответствии с инструкцией завода-изготовителя и специальными техническими условиями на электросварочные работы.

Смонтированные фундаментные и закладные части гидротурбин после их осмотра и составления формуляров, сдаются заказчику. Забетонированные фундаментные и закладные части гидротурбин по истечении срока выдержки бетона подвергаются повторной проверке их положения, зафиксированного в монтажных формулярах до бетонирования, при этом проверяется также

наличие возможных пустот в бетоне, образовавшихся при бетонировании. Результаты проверки положения закладных частей после их бетонирования и качество бетонирования фиксируются в специальном акте, составленном по произвольной форме представителями монтирующей организации, строительства, завода-изготовителя и заказчика.

9.1.2 Методы контроля при монтаже рабочих механизмов

К рабочим механизмам турбины относятся: направляющий аппарат, сервомоторы, рабочее колесо, вал, уплотнение вала, направляющий подшипник, уплотнение вала.

Каждая турбина оборудуется механизмами системы регулирования и управления, устройствами автоматики, маслonaпорной установкой, масляным, водяным и воздушным трубопроводами, дренажными насосами, лекажным агрегатом, клапаном срыва вакуума, кран-балкой в шахте турбины и другими узлами и устройствами.

Направляющий аппарат.

Все фланцевые и стыковые соединения частей направляющего аппарата, находящиеся под воздействием водотока, должны быть уплотнены и не допускать протечек. В этих соединениях резкие уступы не допускаются, а в случаях их появления должны быть сглажены путем их подрубки, шлифовки или опиловки.

При монтаже направляющего аппарата турбины должна быть обеспечена соосность верхних подшипников с нижними втулками для цапф направляющих лопаток. Каждая направляющая лопатка, ввешенная на рычаге, должна вращаться легко и плавно под действием силового момента, расчетная величина которого устанавливается заводом-изготовителем. При этом зазоры между торцами направляющих лопаток и соответственно верхним кольцом направляющего аппарата (крышкой турбины) или его нижним кольцом, должны быть выдержаны в пределах допусков, предусмотренных в чертежах.

Зазоры между смежными лопатками, не имеющими резинового уплотнения, при закрытом направляющем аппарате и снятом давлении в сервомоторах допускаются только местные, установленные требованиями конструкторской документации. Суммарная длина всех местных зазоров между двумя смежными лопатками не должна превышать 20 процентов длины тела лопатки. В направляющих аппаратах с резиновым уплотнением лопаток должно обеспечиваться плотное и равномерное сжатие резины по всей длине лопатки без зазоров при сервомоторе, находящемся на стопоре.

Величина полного открытия смонтированного направляющего аппарата должна соответствовать проектной. Отклонение от полного проектного открытия допускается только в сторону его увеличения в пределах, указанных в чертежах завода-изготовителя. Величина натяга направляющего аппарата устанавливается соответственно указаниям завода-изготовителя, при этом

минимальное давление в маслонапорной установке (МНУ), обеспечивающее проектный натяг, не должно превышать заданного заводом.

Сервомоторы направляющего аппарата должны быть установлены так, чтобы оси их тяг и тяг регулирующего кольца в сочленениях не имели излома в вертикальной плоскости и соединялись с регулирующим кольцом без принудительного усилия. При испытании сервомоторов гидравлическим давлением результат испытания вносится в протокол.

Уплотнительные манжеты в подшипниках направляющих лопаток должны обеспечивать достаточную герметичность. В конструкциях турбин с подшипниками направляющих лопаток, расположенных в крышке турбины, центровка последней производится по соосности лопаток со своими подшипниками, с проверкой вращения лопаток.

Рабочее колесо.

Рабочее колесо радиально-осевых турбин доставляется к месту монтажа в собранном виде и статически отбалансированным на заводе-изготовителе.

Колеса поворотных лопастных турбин собираются на месте монтажа гидроагрегата. В собранном на монтажной площадке рабочем колесе поршень сервомотора и механизм поворота лопастей должны обеспечить плавный, без толчков поворот лопастей во всем диапазоне от полного закрытия до полного открытия и обратно. Поворот лопастей производится давлением масла в сервомоторе, величина которого задается заводом-изготовителем. При проверке поворота лопастей рабочего колеса фиксируется минимальное давление масла в цилиндре сервомотора, обеспечивающее перемещение поршня и поворот лопастей. Уплотнения рабочего колеса должны быть испытаны пробным давлением масла в течение 24 часов, при температуре рабочего колеса и масла не ниже 5⁰ С. Величина пробного давления задается заводом-изготовителем. Все фланцевые соединения рабочего колеса, пробки, заглушки должны быть уплотнены и не допускать протечек масла.

Для обеспечения плотного соединения фланцев рабочего колеса и вала турбины без зазоров, болты следует затягивать равномерно, в соответствии с требованиями конструкторской документации. Плотность соединения контролируется щупом 0,02-0,03 мм.

Высотное положение рабочего колеса в кратере (для вертикальных агрегатов) или смещение его вдоль оси вала (для капсульных агрегатов) определяются фактическим положением смонтированных фундаментных и закладных частей. При этом зазоры между вращающимися и неподвижными частями гидротурбины могут иметь отклонения от проектных значений в пределах допусков указанных в конструкторской документации.

Зазоры между лопастями колеса и камерой поворотных лопастных турбин (в открытом и закрытом положениях лопастей), а также зазоры в лабиринтных уплотнениях радиально-осевых колес, после соединения валов агрегата и центрирования контролируются с занесением данных замеров в соответствующие формуляры и протоколы.

Показания величины угла разворота лопастей поворотного - лопастного рабочего колеса по градуировке на шкале маслоприемника должны соответствовать показаниям угла разворота их по градуировке на фланце лопасти. Когда ротор агрегата находится на подпятнике, вертикальные зазоры между неподвижными и вращающимися частями турбины должны не менее чем на 5 мм превышать заданную заводом – изготовителем величину подъема ротора генератора на тормозах.

Направляющий подшипник турбины.

К стыковым соединениям корпуса, вкладыша и ванн направляющего подшипника предъявляются требования, тщательного уплотнения в местах соединения и не допущению протечек.

Зазоры между вкладышем подшипника и валом, замеренные в четырех направлениях, а в сегментном подшипнике — по каждому сегменту, могут иметь отклонения от их проектного значения в пределах, указываемых в конструкторской документации.

Вкладыши подшипников (сегменты) с баббитовым заполнением до сборки подшипника должны быть пришабрены по поверхности рабочей шейки вала. Отпечатки должны располагаться равномерно по всей поверхности баббита, с количеством отпечатков не менее 1 - 2 на 1 см².

Маслоприемник и штанги рабочего колеса поворотного-лопастной турбины.

Плоскости стыковых соединений штанг рабочего колеса до их сборки должны быть проверены по контрольной плите. Степень плотности соединения контролируется щупом 0,03 мм. Болты и гайки этих соединений должны быть надежно законтрены.

Перед установкой маслоприемника на место должны быть проверены соосность и зазоры между втулками и штангой. Эти зазоры должны быть равномерными по окружности втулок и соответствовать проектному значению.

Нижний опорный фланец маслоприемника при его установке не должен отклоняться от горизонтали на величину большую указанной в конструкторской документации.

Неравномерность зазоров между гребенками в основании маслоприемника и в маслоотражателе не должна превышать 0,15 мм. Сопротивление изоляции корпуса маслоприемника должно быть не менее 1 МОм.

Система регулирования гидротурбин.

Поверхности масляных емкостей, трубопроводов, механизмов, аппаратуры и других элементов системы регулирования, соприкасающиеся с рабочим маслом системы, должны быть тщательно очищены от грязи, коррозии и окалины, промыты и протерты чистым материалом (тканью), не оставляющим ворса на протертой поверхности. Сливной масляный бак с масловоздушным и воздушным сосудами устанавливается на фундаменте в положение, заданное проектом. Отклонения от проектного положения при

установке бака и сосудов допускаются в пределах допусков указанных в конструкторской документации.

Смонтированные масловоздушный и воздушный сосуды предъявляются заказчиком инспекции Ростехнадзора, для освидетельствования в соответствии с требованиями «Правил промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

Сосуды с установленными на них аппаратурой, приборами и смонтированным маслопроводом должны быть испытаны па отсутствие протечек масла и воздуха. Электродвигатели масляных насосов должны быть отцентрированы с осями последних. Перепускной клапан должен быть настроен на перепад давления по инструкции завода-изготовителя.

При работе насоса в прерывистом режиме, при достижении нижнего и верхнего пределов давления в сосуде перепускной клапан должен соответственно включить или выключить электродвигатель насоса. Датчик пониженного давления должен быть настроен так, чтобы резервный масляный насос включался при давлении в сосуде ниже номинального рабочего давления на величину указанную в инструкции завода.

Датчик аварийно низкого давления должен подавать сигнал на остановку агрегата при падении давления в МНУ до минимальной величины, необходимой для закрытия направляющего аппарата турбины. Величина этого давления задается заводом-изготовителем.

Обратный клапан масляного насоса должен быть отрегулирован так, чтобы работа его происходила без ударов и вибраций.

Колонка регулятора устанавливается в соответствии с фактическими осями агрегата и отметками его высотного положения. Время перемещения передаточных механизмов в колонке регулятора не должно превышать заданного заводом-изготовителем.

Стрелки указателей на колонке регулятора при крайних положениях сервомотора направляющего аппарата должны показывать полное закрытие и величину полного открытия направляющего аппарата.

Смонтированные напорные маслопроводы испытываются гидравлическим давлением указанным в конструкторской документации и контролируются методами неразрушающего контроля всех сварных соединений.

Протечки во фланцевых соединениях и дефекты сварных швов не допускаются. В местах соединения трубопроводов к оборудованию регуляторов, МНУ и маслоприемнику не должно создаваться усилий, вызываемых деформацией труб во время их сборки.

Трубы должны прочно крепится на своих опорах (подвесах).

9.2 Методы предварительного контроля при монтаже гидрогенераторного оборудования

Сборка узлов гидрогенератора на монтажной площадке и монтаж на фундаменте должны производиться в закрытом помещении в условиях, обеспечивающих защиту от попадания атмосферных осадков и пыли.

Температура в помещении, где производятся монтажные работы, должна быть не ниже 5°C. Работы по сборке сердечника статора, обмоточные работы по статору должны производиться при температуре не ниже 15 °С.

Работы по сборке подпятника и навеске полюсов должны производиться при температуре не ниже 10 °С. Расконсервацию, производить согласно инструкции по транспортированию и хранению сборочных единиц и деталей гидрогенератора. Установка и выверка деталей и узлов гидрогенератора при монтаже относительно оси агрегата и высотных отметок производится исходя из фактического положения смонтированных частей гидротурбины. При этом положение оси как вертикального, так и капсульного гидрогенератора определяется осью отцентрированного и выверенного вала турбины. Высотное положение вертикального генератора определяется высотной отметкой фланца смонтированного вала турбины.

9.2.1 Сборка статора генератора и методы контроля

Статора современных крупных гидрогенераторов имеющие бесстыковой сердечник собираются на месте монтажа гидроагрегата. В зависимости от условий статор собирается либо непосредственно в кратере гидроагрегата, либо, если позволяют условия, на монтажной площадке с последующим переносом с помощью траверсы в кратер гидроагрегата.

До начала сборки корпуса статора на месте установки в шахте генератора контролируется высотное положение опорных плит для корпуса статора относительно горизонта с допустимым отклонением 1,5 мм. Положение собранных в кольцо секторов относительно осей машинного зала должно быть согласовано с выводами статорной обмотки, а относительно оси агрегата выверено с помощью поворотной измерительной установки. Установка измерительная поворотная (рисунок 9.1) предназначена для установки полуавтомата при газорезке полок корпуса статора, для измерений при разгонке (расстановке) клиньев относительно вертикальной оси статора, для установки в горизонтальной плоскости опорной поверхности нижних нажимных гребенок перед сборкой пакетов сердечника, а также для измерения формы сердечника статора после сборки и прессовки. В процессе сборки статора контролируются размер и точность подрезки полок корпуса, сборка клиньев, проверка прямолинейности клиньев перед их разгонкой. Разгонку клиньев статора начинают с первого базового клина, который устанавливают в строгом соответствии с требованиями конструкторской документации, выверяя

его в высотном, вертикальном положении и с выдержкой с помощью установки размера от центра статора.

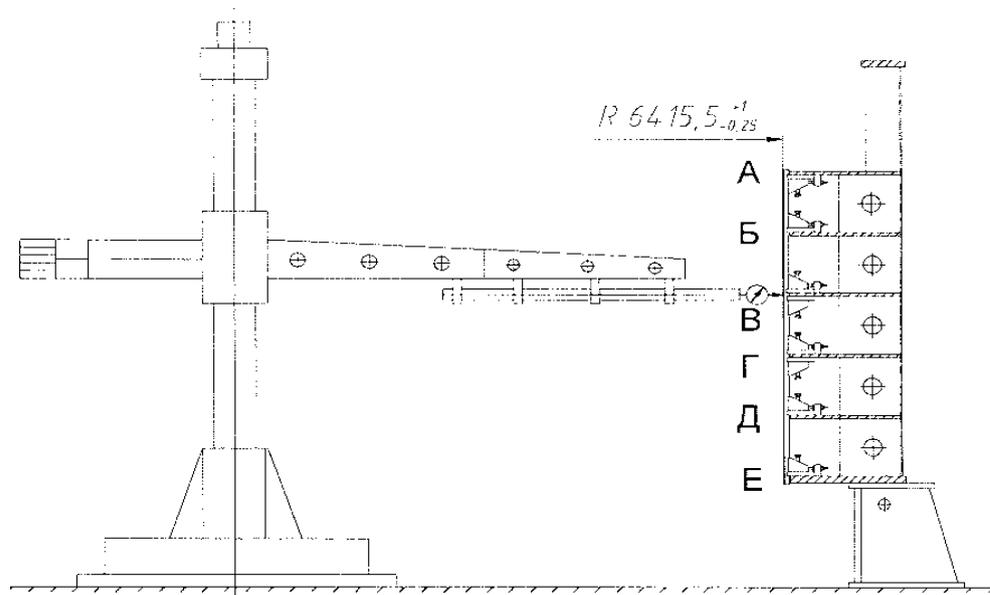


Рисунок 9.1 – Разгонка и контроль разгонки клиньев статора с помощью измерительной поворотной установки

После тщательной выверки клина № 1 (базового), держатели клина прихватываются к полкам статора и с помощью двух шаблонов (рисунок 9.2) поставляемых заводом-изготовителем, ведется разгонка остальных клиньев. Шаблоны являются базовым измерительным средством для выдерживания заданного угла и размера между смежными клиньями статора относительно центральной оси статора. После проведения разгонки, приварки держателей к полкам статора, проверяется высотное положение клиньев, вертикальное положение и их расположение относительно центра статора, данные замеров заносятся в формуляр.

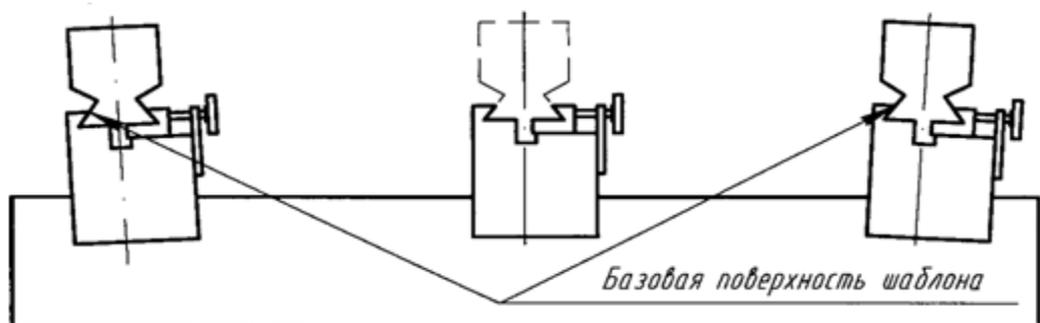


Рисунок 9.2 – Шаблон для разгонки клиньев

В процессе сборки пакетов сердечника статора непрерывно контролируют высоту пакетов сердечника, ширину пазов контрольными калибрами, визуально проверяется отсутствие "гребенки" в пазах собранных пакетов со стороны «расточки».

После полной сборки и окончательной опрессовки сердечник проверяется внешним осмотром на отсутствие повреждений отдельных зубцов или вмятин на активной стали сердечника. Выполняются измерения внутренней формы сердечника статора в шестнадцати точках, равномерно расположенных по окружности, и в трех точках А, В, С по высоте сердечника, измерение проводятся при помощи поворотной измерительной установки. Проверяется вручную специальным ножом плотность прессовки сердечника по второму пакету сверху и снизу сердечника статора и равномерно.

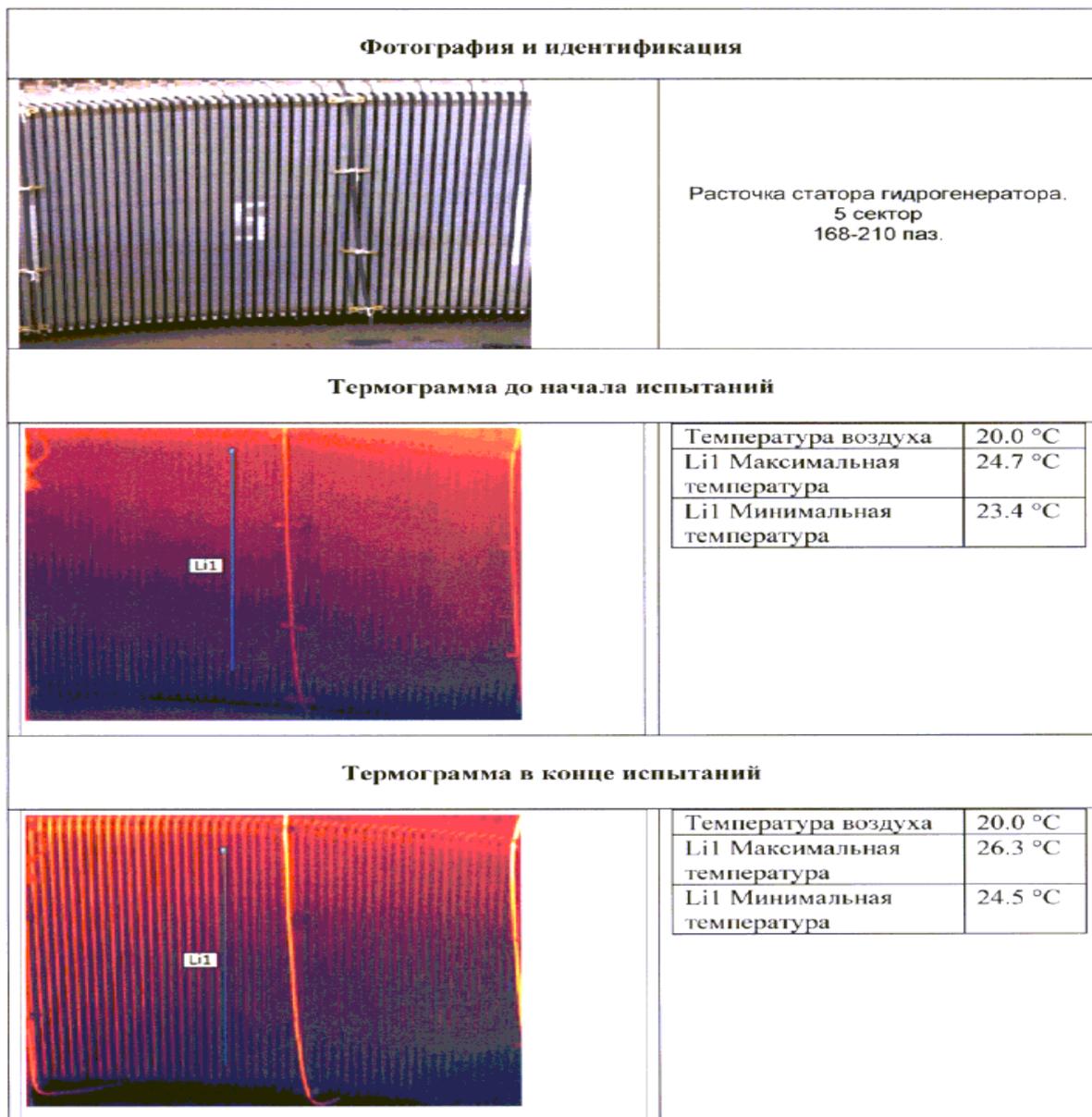
Далее производится холодная растяжка сердечника статора. Растяжка производится с целью максимального уменьшения зазора между клином и сегментами в зоне «ласточкиного хвоста», а также для улучшения формы статора. В процессе последовательной холодной оттяжки клиньев статора следует проверять изменение формы сердечника со стороны "расточки" в трех вертикальных точках равномерно расположенных по окружности каждого сечения А, В, С.

После холодной растяжки и проведение подготовительных работ (установка термодар, закрытие статора теплоизоляцией, установка калориферов и т.д.) производится горячая растяжка сердечника. При достижении расчетной разности температур между сердечником статора и корпусом статора следует повернуть гайки в держателях клина по всей высоте корпуса статора на 200° относительно верхней точки. После выполнения затяжки гаек, нагрев прекращается, закрытия удаляются. Приварка ребер клиньев к держателям осуществляется после остывания сердечника до температуры корпуса. После приварки ребер к держателям измеряется форма статора со стороны «расточки», с заполнением формуляра.

Далее проводятся испытания сердечника статора гидрогенератора на нагрев и удельные потери, а также измерение температуры сердечника. Вышеперечисленные испытания проводятся для проверки качества сборки сердечника, качества изготовления активной стали, ее лакировки и определения удельных потерь. Показателем подлежащим оценке, является степень неравномерности нагрева зубцов сердечника статора контролируемая тепловизором.

При подготовке к испытаниям проверяется отсутствие в пазах сердечника статора посторонних предметов и загрязнений. Намагничивающая обмотка равномерно распределяется по окружности, охватывая как сердечник так и корпус статора, после чего на обмотку подается напряжение с плавным подъемом. До начала подачи напряжения производится съемка термограмм. По окончании испытаний также производится съемка термограмм (рисунок 9.3) в тех же местах, что и до начала испытаний. Ни на одной термограмме разница

между максимальным и минимальным значениями нагрева не должна превышать 5°C, при регламентированных значениях индукции намагничивания и длительности нагрева. В случае, если это требование удовлетворено, сердечник статора считается выдержавшим испытания.



Наибольшая разность нагревов различных зубцов в конце испытания, $\Delta T_{\max} - \Delta T_{\min}$ (допуск: 5°C) = 1,8 °C

Рисунок 9.3 – Испытание сердечника статора на нагрев и удельные потери

Значения удельных потерь рассматриваются как справочные и браковочным признаком не являются.

После проведения испытаний сердечника, статор генератора очищается, окрашивается и подготавливается к укладке обмотки. Стержни обмотки,

имеющие механические повреждения, возникшие в процессе транспортировки и хранения на станции, могут быть допущены к укладке в обмотку только после дополнительных испытаний в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя и по заключению представителей завода. Перед укладкой в пазы сердечника статора, требуется испытать электрическую прочность изоляции стержней, кроме того стержни обмотки непосредственного охлаждения водой, подвергаются гидравлическим испытаниям. Производится разметка пазов статора собранного в кольцо, в соответствии с электрической схемой, ведется сборка системы теплоконтроля. После установки бандажных колец и прокладок на дно паза выполняются работы по укладке стержней нижнего ряда обмотки, а потом и верхнего ряда с уплотнением стержней в пазах и их бандажированием. В процессе укладки обмотки испытывается электрическая прочность корпусной изоляции стержней нижнего ряда, а затем и верхнего ряда в течение 1 мин. В случае пробоя поврежденные стержни удаляются из паза и меняются стержнями из комплекта ЗИПа.

По окончании работ по укладке стержней обмотки статора выполняется заклиновка пазов, окраска и проведение испытаний изоляции стержней нижнего и верхнего рядов на электрическую прочность. Затем производится пайка головок стержней, шин и перемычек, с последующей изолировкой мест пайки и финишной окраской статора генератора.

Далее выполняется контроль на отсутствие в статоре посторонних частиц и испытывается готовый статор с обмоткой на электрическую прочность напряжением частотой 50 Гц в течение 1 мин.

Цилиндричность статора, замеренная до опускания ротора, и концентричное расположение ротора в статоре должны обеспечивать равномерную величину воздушного зазора по всей окружности.

9.2.2 Сборка ротора генератора и методы контроля

Выполнить очистку от грязи и консервирующего покрытия центральной части остова ротора и установить центральную на монтажной площадке на тумбы горизонтально. Линейкой и шабровочной плитой проверить поверхности сопряжения центральной части с валом турбины, втулкой подпятника, вал-надставкой и спицами. Спицы ротора также очистить от коррозии и грязи, осмотреть стыковые плиты спиц и запилить забоины. Спицы установить на свои места, согласно заводской маркировке и закрепить. Установить штифты и тщательно затянуть одинаковым моментом шпильки стыковых плит. Установить балки и перекрытия спиц. Установленные и закрепленные спицы проверить по диаметру стрелой. Допускаемое отклонение от среднего размера ± 1 мм. Проверить высотное положение опорных поверхностей зубьев спиц нивелиром. После проверки размеров остова ротора одну грань гаек шпилек, стягивающих стыковые плиты, прихватить сваркой.

Установить сегменты тормозного диска на опоры для сборки обода ротора, отцентровать их и выверить в горизонтальной плоскости с точностью 0,5мм.

Сборку обода ротора производить в соответствии со схемой укладки, изображенной на чертеже. Сегменты обода укладывать со смещением каждого следующего слоя на половину полюсного деления относительно предыдущего так, чтобы отверстия в тормозных сегментах под шпильки совпали с отверстиями в сегментах. После укладки 5-7 рядов сегментов установить все сборочные штифты - калибры. В дальнейшем сборка сегментов обода ведется с фиксацией на штифтах и выступающей части клиньев обода. После набора пакета укладывается ряд сегментов с распорками. Эти сегменты укладывать таким образом, чтобы вентиляционные каналы между распорками находились против межполюсных промежутков. Периодически требуется подбивать сегменты обода ротора к центру. Постоянно следить за вертикальностью наружной поверхности. Каждый набранный пакет, кроме нижнего, осаживать пневмомолотом около клиновых полос остова ротора, чтобы не было местного выпучивания. Запрессовку обода производить технологическими шпильками. Первую опрессовку производить после набора приблизительно 1/3 высоты обода ротора. После затяжки гаек приварить изнутри и снаружи планки, чтобы избежать распушивания сегментов обода после извлечения технологических шпилек. Планки нарезать из стали диаметром 12 - 18мм. В каждом полюсном делении приварить по одной планке. Вторую опрессовку производить аналогично первой после набора сегментов на 2/3 высоты обода, но с более длинными технологическими шпильками. Третью опрессовку производить после набора сегментов обода на полную его высоту. Перед установкой постоянных шпилек, если необходимо, произвести дорновку отверстий под шпильки. Окончательную опрессовку произвести постоянными шпильками до дорновки пазов под полюса и клинья обода. Следить за равновысотностью обода. Момент при затяжке шпилек указывается в конструкторской документации. Проверить плотность прилегания обода к клиновым полосам. Затем поочередно вынуть временно установленные клинья обода и произвести дорновку пазов под клинья обода ротора и полюсов. Дорновку пазов обода ротора производить на минимальной скорости подъема. Поворотной стрелой проверяют форму обода. Произвести предварительную расклиновку обода с учетом измеренной формы обода. Боковые поверхности обода в местах прилегания полюсов требуется шлифовать. Гайки стяжных шпилек после окончательной затяжки и проверки размеров и плотности обода приварить на длине одной грани, кроме гаек, крепящих тормозные сегменты, которые приварить после проверки биения тормозных сегментов во время прокрутки ротора на месте установки. Произвести дорновку пазов под хвостовики полюсов.

После окончания работ необходимо очистить обод от окалины, стружки и грязи, обращая особое внимание на чистоту вентиляционных каналов и стыков

между сегментами обода и произвести окраску собранного обода ротора генератора.

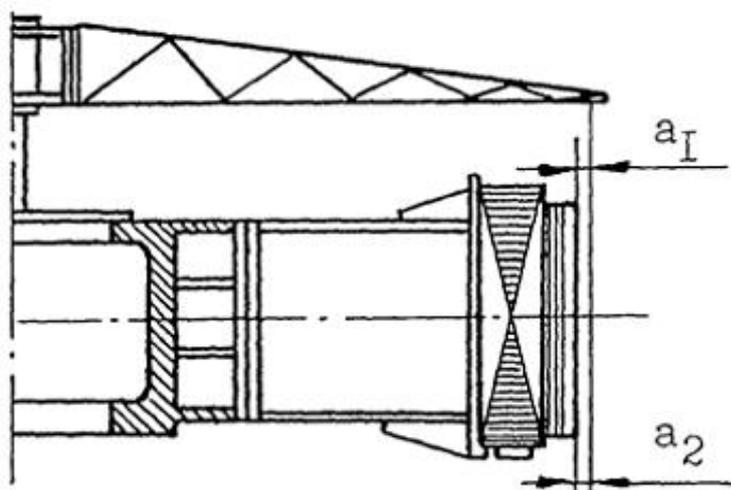


Рисунок 9.4 – Проверка диаметра ротора с помощью поворотной стрелы

Полюса до установки на обод высушить и замерить сопротивление изоляции. Междуполосное соединения тщательно очистить от грязи и лака.

Все полюса пронумеровать и составить таблицу весов. Полюса с выводными катушками устанавливать напротив спицы, на которой будут установлены шины токоподвода. Согласно таблице весов, составить схему установки полюсов с расчетом, чтобы полюса с одинаковым весом расположены диаметрально противоположно. Согласно ранее проведенным замерам, определяющим положение каждого полюса относительно магнитной оси генератора, производят установку упоров. На хвостовик полюса надеть кантовочное приспособление, с помощью которого скантовать полюс и установить на свое место на обode ротора. Пары клиньев полюсов проверить по толщине; наибольшая разность по толщине пары клиньев не должна превышать 0,2 мм по всей длине клиньев. При необходимости доработать. До заклиновки проверить высотное положение полюсов. Середина каждого полюса не должна иметь отклонение от магнитной оси ротора более ± 2 мм. Предварительную забивку клиньев рекомендуется производить пневматическим молотком, окончательную - кувалдой массой 2-3 кг.

После окончательной заклиновки всех полюсов проверить стрелой (рисунок 9.4) правильность окружности по верху и низу полюсов. Допускаемое отклонение от среднего радиуса ± 1 мм. При резких отклонениях на отдельных полюсах их необходимо снять. Выяснить причину отклонения и устранить. Выступающие снизу концы клиньев обрезать заподлицо с ободом. Верхние концы клиньев обрезать по высоте около 150мм от обода, после чего произвести контрольную подбивку клиньев. Клинья не приваривать к корпусу и

не сваривать между собой. На концах клиньев нанести краской риски, фиксирующие взаимное положение каждой пары клиньев. Далее установить межполюсные соединения в изоляционные колодки, установить шпильки, затянуть и законтрить. До соединения демпферной обмотки осмотреть места соединения стержней с пластинами, при обнаружении в местах пайки трещин, запаять.

В зависимости от условий монтажа окончательную расклиновку обода можно производить на монтажной площадке или после спаривания ротора с валом турбины и валом-надставкой. Если после сборки статора окончательную расклиновку обода производят в кратере, то во избежание возможного перемещения ротора в 12-16 местах по окружности статора установить в зазоре против середины башмаков полюсов деревянные прокладки длиной от 1,5 до 2м, шириной 100мм, с внутренней стороны обода установить теплоизоляцию, разделяющую обод ротора от спиц. На верхних выступающих концах клиньев обода сделать отметки в среднем на высоте 700 мм от плоскости обода с целью определения величины их забивки при расклиновке обода. Поднять температуру обода с таким расчетом, чтобы обеспечить перепад температур обода и спиц на 60°C, после чего клинья забить до указанных отметок. Нагрев обода ротора производить специальными ТЭНами или подачей постоянного тока в обмотку возбуждения, разрешается также использование электропечей и калориферов, в зависимости от условий монтажа. Для контроля нагревания ротора установить термометры на ободу, спицах остова и обмотке полюсов. Необходимо обеспечить постоянный контроль за подъемом температуры обмотки полюсов, обода, остова ротора. Во всех случаях температура меди обмотки возбуждения при нагреве не должна превышать 100°C. После расклиновки обода проверить форму ротора по верху и низу полюсов. Допустимое отклонение от среднего значения ± 1 мм. Выступающие снизу концы клиньев подрезать на 100мм от клиновой полосы, стрелой проверить окружность по полюсам.

Сушку обмоток полюсов в собранном роторе на монтажной площадке начинать не ранее чем через 8-10 часов после его окраски. Сушку обмоток полюсов производить постоянным током от постороннего источника, температуру при сушке поддерживать 75-80°C. Высушенный ротор с токоподводом подвергается испытанию повышенным напряжением, предварительно проверив сопротивление изоляции. Если при испытании повышенным напряжением произойдет повреждение изоляции обмотки полюса, находят поврежденный полюс, выясняют причину повреждения, заменяют полюс, испытывают повышенным напряжением перед установкой на место. После установки полюса ротор вновь испытывают повышенным напряжением. Контактные кольца и части токоподвода, проложенные в валу, предварительно подвергаются испытаниям отдельно. Полностью смонтированный ротор в сухом состоянии вместе с контактными кольцами и

траверсой испытывается на собранном гидрогенераторе перед сдачей в эксплуатацию.

9.2.3 Сборка подпятника генератора и методы контроля

Подпятник является одним из наиболее ответственных сборочных единиц гидрогенератора. Нормальная работа подпятника во многом зависит от его правильного и тщательного монтажа. Поэтому работы по подготовке втулки подпятника, диска подпятника, а также сборке и регулировке подпятника должны выполняться высококвалифицированными работниками. Особое внимание нужно уделить чистоте при его сборке, подгонке деталей, равномерному распределению нагрузки на все сегменты. Перегрузка отдельных сегментов может привести к потере работоспособности рабочей поверхности сегментов и опорных элементов подпятника. Грязь, куски окалины, затянутые маслом на поверхность трения, могут повредить сегменты и диск подпятника. Диск подпятника и втулку распаковать, очистить и отмыть от консервирующего покрытия. Тщательно осмотреть обе поверхности диска и втулки. Установить диск на втулку, поставить штифты, притянуть диск болтами и проверить плотность прилегания, Допускаемый зазор между сопрягаемыми плоскостями не более 0,03мм. Убедиться в отсутствии коррозии и остатков шлака в сварочных швах корпуса подпятника. Проверить посадку вкладышей в опорные болты подпятника, при необходимости, произвести подгонку посадочных поверхностей. Сегменты подпятника тщательно осмотреть, проверить состояние ЭМП-покрытия рабочей поверхности сегментов. Сегменты поставляются на монтаж с поверхностью трения, полностью подготовленной к работе. Поэтому шабровка поверхностей трения по плите и притирка их по диску подпятника не допускаются. Нельзя укладывать на поверхность трения сегментов тяжелые предметы, имеющие острые кромки; необходимо предохранять поверхность от падения на нее инструмента, крепежа и попадания металлической стружки. Нельзя укладывать сегменты ЭМП- покрытием вниз. Собрать подпятник согласно требованиям конструкторской документации. Установить балансир подпятника, опоры сегмента, сегменты. Произвести замеры эксцентриситета при симметричном положении балансира. Очистить внутреннюю часть масляной ванны, выгородки, крышки от консервирующего покрытия. Убедиться в отсутствии коррозии и остатков сварочного шлака в масляной ванны, и произвести ее тщательную чистку. При необходимости прогнать метчиками резьбовые отверстия. Проверить сварные швы на плотность в течение 6 ч., для чего наружные поверхности швов смазать раствором мела в воде, внутренние части керосином. При наличии протечек вырубить дефектные места шва и вновь заварить.

Кроме вышеперечисленных частей генераторного оборудования ведется монтаж и контроль сборки крестовины, генераторного подшипника,

трубопроводов воды, масла, тормозного трубопровода, системы возбуждения, регуляторного генератора, трубопроводов пожаротушения, воздухоохладителей и т.д. Очередность монтажа комплектующих частей гидроагрегата определяется инструкциями по монтажу заводов-изготовителей, требованиями и рекомендациями конструкторской документации, а также в соответствии с проектами производства работ, разработанными монтажной организацией и согласованными с представителями заказчика. Контроль качества выполнения работ по сборке и монтажу ведется в соответствии с требованиями конструкторской документации и иными нормативными актами.

9.3 Центровка гидроагрегата

Нормальная и надежная работа гидроагрегата определяется в основном положением геометрической оси его ротора, которое зависит не только от качества изготовления агрегата, но и от правильности сборки его на месте установки.

Центровкой гидроагрегата является комплекс операций, состоящих из последовательных действий по установке рабочего колеса турбины в центр камеры или лабиринтного уплотнения с установкой допустимых зазоров между статором и ротором гидрогенератора, с последующей проверкой общей линии (рисунок 9.6), и уклона вала гидроагрегата (рисунок 9.5), с устранением повышенных биений, приведением вала в вертикальное положение.

Нарушения центровки гидроагрегата относятся к дефектам механического характера и разделяются на группы: нарушения линии вала гидроагрегата, нарушение взаимного концентричного положения вращающихся частей гидроагрегата относительно неподвижных, отклонения высотного положения ротора относительно статора гидрогенератора, рабочего колеса турбины относительно камеры или фундаментных и закладных частей.

Нарушение общей линии вала относится к наиболее серьезным дефектам изготовления и монтажа. Вызываемые им нерасчетные знакопеременные нагрузки на направляющие подшипники, подпятник и фланцевые соединения валов действуют постоянно при любых режимах работы гидроагрегата и практически не компенсируются. В конструкциях гидроагрегатов с генераторным валом (генераторным и промежуточными валами) основными нарушениями линии вала являются комбинации излома во фланцевых соединениях, несоосности валов и неперпендикулярность зеркала диска подпятника генераторному валу. Для «одновальных» агрегатов (при соединении турбинного вала непосредственно к ступице ротора гидрогенератора) характерными можно считать следующие варианты нарушений линии вала:

1. вал надставки генератора имеет излом во фланцевом соединении со ступицей ротора или вал надставки расположен эксцентрично относительно

оси ступицы генератора. Вал турбины и ступица расположены соосно, зеркало диска подпятника перпендикулярно оси турбинного вала;

2. вал надставка и ступица генератора соосны. Имеется излом во фланцевом соединении турбинного вала со ступицей гидрогенератора, зеркало подпятника перпендикулярно линии вала надставки и ступицы ротора гидрогенератора;

3. вал надставки, ступица ротора генератора и вал турбины соосны, зеркало диска подпятника неперпендикулярно оси ступицы гидрогенератора;

4. несоосность турбинного вала и вала надставки гидрогенератора.

Нарушения взаимного положения вращающихся и неподвижных частей гидроагрегата могут быть следующие:

1. эксцентричное расположение относительно вертикальной оси турбинного и генераторных подшипников;

2. эксцентричное расположение ротора в расточке статора гидрогенератора;

3. несовпадение магнитных осей (высотного положения) статора и ротора гидрогенератора;

4. неконцентричность взаимного расположения корпусов подшипников, подпятника, уплотнений, выгородок маслованн относительно вала;

5. эксцентричность расположения рабочего колеса гидротурбины относительно его камеры или лабиринтных уплотнений;

6. несовпадение высотного положения рабочего колеса и его камеры.

При сборке гидроагрегата должны быть выполнены:

1. выставление вала гидротурбины в вертикальное положение;

2. установка опоры подпятника (нижней крестовины) и подпятника с его выверкой;

3. установка ротора гидрогенератора на подпятник и регулировка высотного положения ротора гидрогенератора;

4. сборка и установка верхней крестовины;

5. установка вала надставки гидрогенератора;

6. установка и центрирование генераторного подшипника;

7. проверка неперпендикулярности вала гидрогенератора относительно плоскости подпятника; зазоры в генераторном подшипнике для прокрутки устанавливаются минимально возможными (нулевыми или близкими к нулевым);

8. выверка вала гидрогенератора относительно вала гидротурбины с поворотом вала;

9. выверка зазоров между ротором и статором гидрогенератора;

10. спаривание валов гидрогенератора и гидротурбины;

11. центровка вращающихся частей гидроагрегата относительно неподвижных;

12. поворот спаренных валов гидроагрегата с рабочим колесом турбины, ротором гидрогенератора и выверка общей линии вала;

13. составление итоговых формуляров по линии вала и центровке гидроагрегата;

14. регулировка нагрузки на сегменты подпятника и выверка высотного положения ротора гидроагрегата;

15. регулировка зазоров в направляющих подшипниках гидроагрегата.

Вал турбины является базой для проверки монтируемых в дальнейшем деталей и узлов генератора, и поэтому особенно важно, чтобы ось вала турбины была тщательно выверена. Изменение вертикальности вала у радиально-осевых турбин производится подбивкой соответствующей стороны парных клиньев под нижним ободом рабочего колеса, у поворотно-лопастных подтягиванием гаек подвесок.

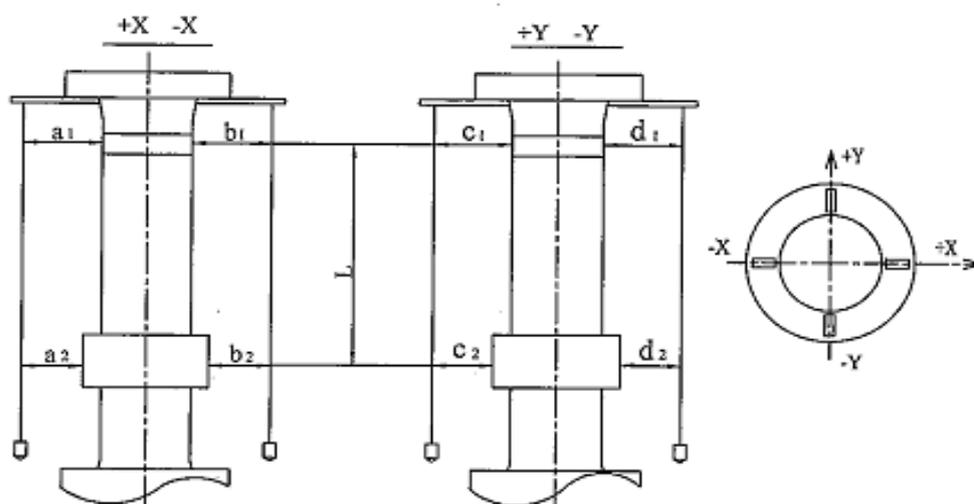


Рисунок 9.5 – Проверка вертикальности вала по струнам, рамочным уровнем

При монтаже должны соблюдаться следующие требования:

1. базой для прицентрирования вала генератора должен являться выставленный в монтажное положение фланец отцентрированного и выверенного вала турбины;

2. вал генератора должен быть прицентрирован к валу турбины так, чтобы сопрягаемые плоскости их фланцев были между собой параллельны, а образующие фланцев – концентричны;

3. относительный уклон вала турбины после соединения с РК не должен превышать 0,03 мм/м;

4. относительное биение вала генератора на образующей его фланца допускается в пределах, указанных в конструкторской документации.

Прицентрирование вала генератора должно быть произведено при совмещенных заводских метках на фланцах обоих валов.

На сопрягаемых плоскостях фланцев валов и их боковых образующих не допускаются забоины, выступы и заусенцы. Фланцы валов должны быть соединены плотно, без зазоров. Плотность соединения сопрягаемых плоскостей фланцев контролируется щупом 0,03 мм. Гайки болтов должны быть равномерно затянуты и надежно законтрены. Контроль усилия и равномерности затягивания болтов производится по величине удлинения болтов, либо другим способом, в соответствии с требованиями конструкторской документации. Резьбы болтов и гаек, припасованная часть болтов или отверстий, а также опорные поверхности гаек и болтов перед сборкой должны быть смазаны составом с присадкой дисульфида молибдена, или другим составом, повышающим качество монтажных операций.

Общий уклон линии вала гидроагрегата должен быть проверен после соединения с генераторным валом и проведения работ по устранению неперпендикулярности оси вращения вала генератора плоскости трения подпятника и излома во фланцевом соединении.

Схема установки индикаторов

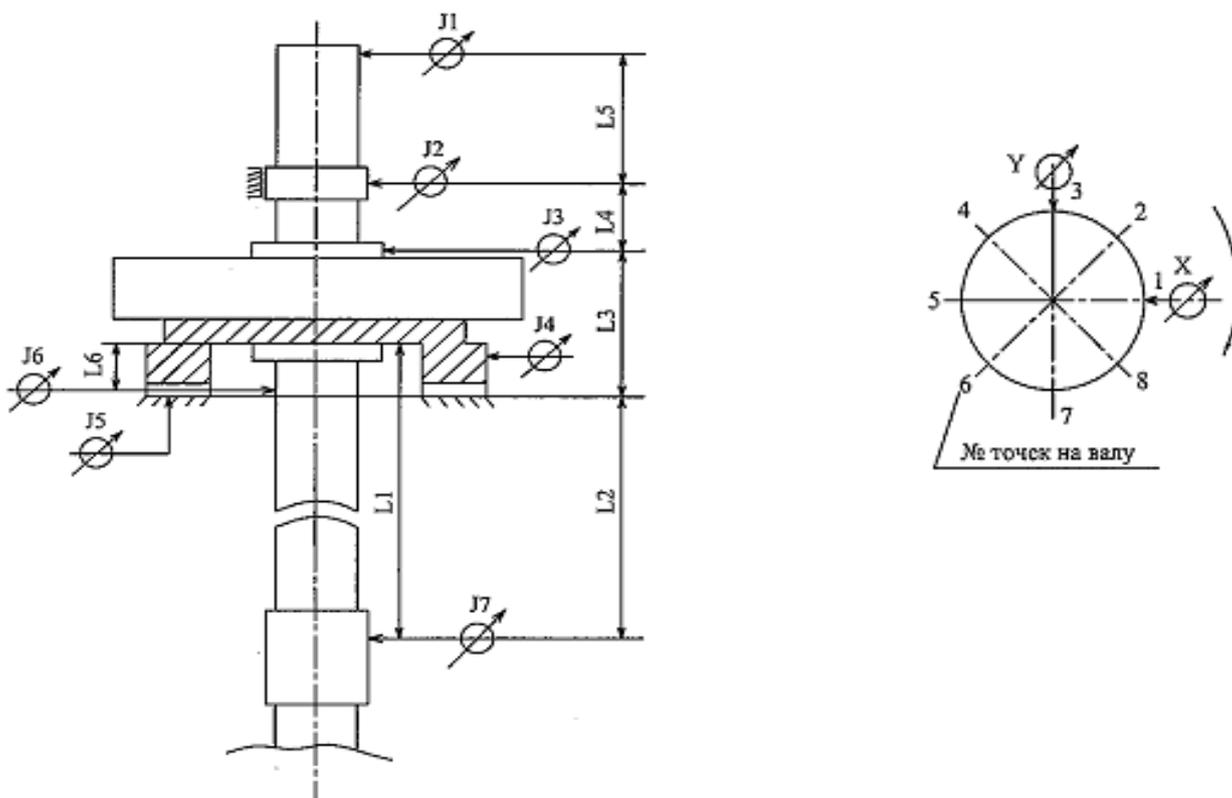


Рисунок 9.6 – Проверка общей линии вала гидроагрегата

9.4 Балансировка гидроагрегата

Наличие или отсутствие вибрации гидроагрегата определяет возможность длительной надежной работы агрегата и является одним из основных качественных показателей его конструкции, технологии изготовления и выполнения монтажных работ. Повышенная вибрация может привести к аварийному состоянию, понижению КПД и дополнительным потерям энергии.

Роторы вертикальных генераторов обыкновенно имеют сравнительно большую массу (несколько десятков тонн) и значительные размеры, что затрудняет их балансировку на каких-либо специальных приспособлениях. В условиях эксплуатации иногда наблюдается разбалансировка роторов генераторов, например, после ремонта, вследствие смещения полюсов ротора при ослаблении их крепления. Это создает необходимость балансировки агрегата на месте установки, которая проводится при рабочей частоте вращения ротора.

Амплитуда вибрации прямо пропорциональна возмущающим силам. Эта зависимость положена в основу балансировки гидроагрегатов, незначительные отклонения от этого условия вызываются неполадками в конструкции подшипников, системе смазки и другими факторами. При балансировке величина двойной амплитуды вибрации замеряется на верхней крестовине генератора (у генераторов подвесного типа) или на нижней (у генераторов зонтичного типа). Одновременно с измерениями вибрации проверяется так же бой вала индикаторами в тех же сечениях, что и при центровке агрегата.

Одной из частых причин повышенной вибрации является небаланс или неуравновешенность ротора агрегата. Наличие в этом случае в роторе генератора и в рабочем колесе турбины неуравновешенной массы создает при вращении центробежную силу, которая и вызывает вибрацию ротора агрегата. Неуравновешенность ротора агрегата может быть статической и динамической. Статическая неуравновешенность наблюдается часто у роторов генераторов и рабочих колес гидротурбин, имеющих небольшую высоту (низкооборотные гидроагрегаты). Для статического уравнивания достаточно поместить на одной стороне ротора или рабочего колеса уравнивающий груз. При этом момент сил относительно оси вращения агрегата должен быть равен нулю. Статическую балансировку проводят на монтажной площадке и на заводе изготовителе.

Величина уравнивающей массы и место ее закрепления определяются при статической балансировке.

Равномерное распределение вращающихся масс, обычно достигается статической балансировкой рабочего колеса на заводе и уравниванием частей ротора генератора путем взвешивания, и равномерного распределения штампованных листов, и полюсов при их сборке на месте монтажа. В большинстве случаев такое тщательно производимое статическое

уравновешивание вращающихся масс является достаточным и, как правило, не вызывает недопустимых вибраций.

Вибрация замеряется в трех направлениях: двух горизонтальных и вертикальном. При определении небаланса выбирается направление вибрации, соответствующее максимальному изменению амплитуд.

В ряде случаев при балансировке турбин, роторы генератора которых имеют развитые осевые размеры, появляется необходимость проводить балансировку по двум сторонам (динамический небаланс), причем груз устанавливается как на верхней, так и на противоположной нижней стороне ротора. Динамическую балансировку ротора или уравновешивание масс вращающихся частей гидроагрегата выполняют установкой соответствующего груза с наиболее легкой стороны ротора на определенном расстоянии по радиусу от оси вращения.

Существуют несколько способов динамической балансировки роторов гидрогенераторов: способ трех пусков, графический способ, способ по отметкам на валу, способ обхода пробным грузом и др. Характерным диагностическим признаком механического небаланса считается прямолинейная зависимость амплитуды оборотной вибрации от квадрата частоты вращения. Дефект устраняется балансировкой ротора.

Использование ЭВМ в схеме балансировки позволило повысить точность метода, автоматизировать процесс обработки результатов.

Результаты обработки выдаются в виде графического изображения (рисунок 9.7), где показаны фазы расположения максимума, минимума амплитуды вибрации, соответствующие легкой и тяжелой точками на роторе относительно опорного импульса.

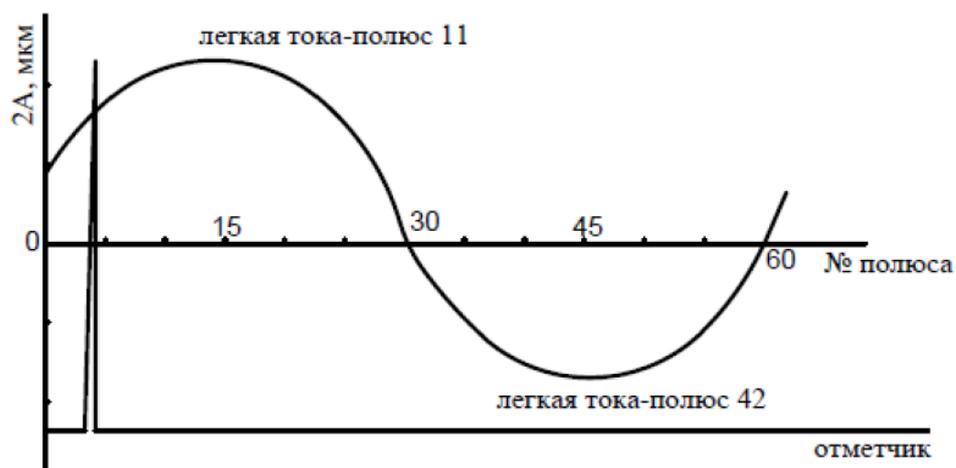


Рисунок 9.7 – Результаты обработки

Ориентировочная масса груза, которая изменит уровень вибрации при проведении балансировки, рассчитывается по формуле:

$$P_{np} = (0,5 - 2,5) \cdot \frac{g \cdot G}{r \cdot n^2}, \quad (9.1)$$

где P_{np} – вес пробного груза, кг;
 G – вес ротора, т;
 r – радиус крепления пробного груза, м;
 n – скорость вращения об/мин.

После полученных данных о массе груза, небаланс устраняется навешиванием на соответствующих, предусмотренных конструкцией местах в спицах ротора балансировочных грузов (рисунок 9.8), состоящих из планок различной толщины.

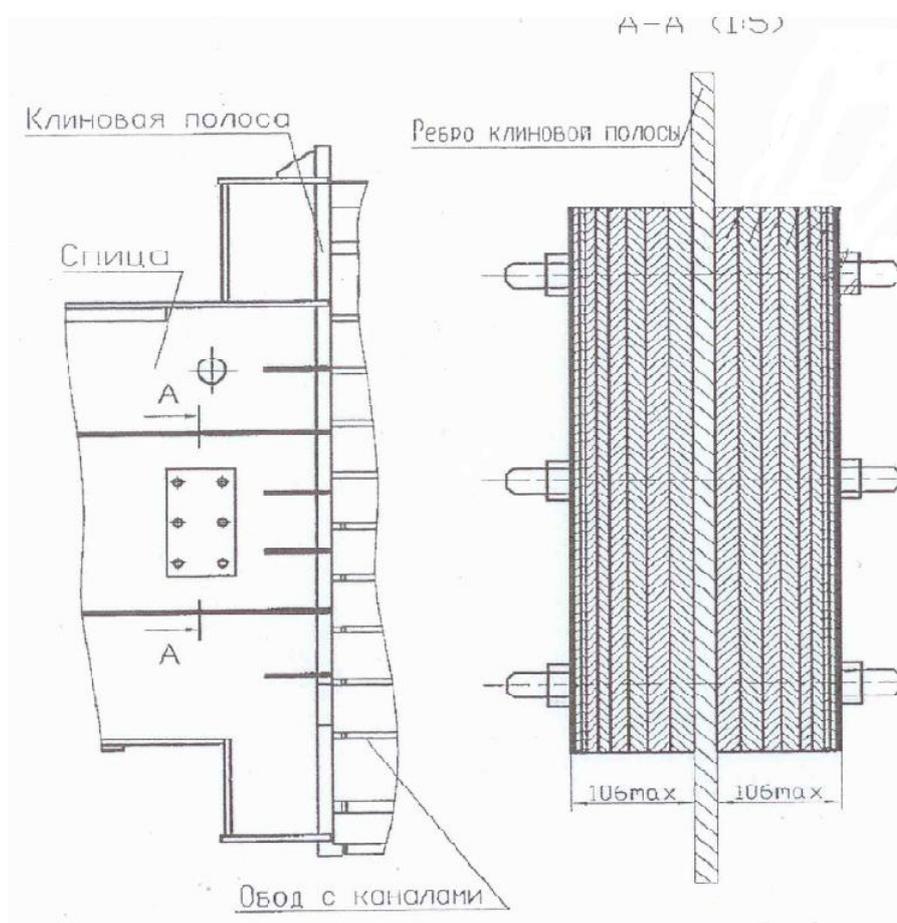


Рисунок 9.8 – Установка балансировочных планок

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Усть-Жунской ГЭС высотой 86 м на реке Щугор, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%}=7058 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%}=7793 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила $N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}=1117,6 \text{ МВт}$. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 360,14 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 4,08 млрд.кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – $H_{\text{max}} = 74,0 \text{ м}$;
- расчетный – $H_{\text{р}} = 56,7 \text{ м}$;
- минимальный – $H_{\text{min}} = 45,8 \text{ м}$.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет $2260 \text{ м}^3/\text{с}$.

При выборе турбин рассматривались варианты РО 75 и ПЛД 90 с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 6,7 м (РО75-В-670).

Для турбины был рассчитан генератор СВ 1391/183-62 с номинальной активной мощностью 186,3 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с объединенными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ-220кВ – две рабочие секционированные системы шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ –250000/220, трансформаторы собственных нужд ТДНС - 16000/15,75, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32 .

Распределительное устройство принято элегазовым (КРУЭ-220) – ЯГГ-220 (Электроаппарат), т.к. неоспоримыми преимуществами КРУЭ перед другими видами распределительных устройств являются: повышенная надежность, компактность (модульная структура) и заводская сборка, что

напрямую влияет на размеры площади размещения, стоимость подготовки основания площадки под КРУЭ и простоту обслуживания.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый генераторный комплекс КАГ20 (Электроаппарат).

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной. Строительные расходы пропускаются через гребенку. Плотина принята бетонная водосливная и бетонная станционная. Береговые примыкания выполнены бетонной глухой плотиной. Здание ГЭС – приплотинного типа.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля;

- станционная бетонная плотина;
- глухие бетонная, право и левобережная плотины;
- здание ГЭС приплотинного типа.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 60,0 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 302,0 м;
- число водосливных отверстий – 5;
- ширина водосливных отверстий в свету – 18 м;
- отметка гребня – 388,0 м;
- длинна по гребню – 450 м.

Сопряжение бьефов осуществляется с помощью отогнанного прыжка.

Для снятия противодействия устроены цементационная завеса и дренаж.

Ось цемзавесы расположена на расстоянии 5,6 м от напорной грани. Глубина скважин цементационной завесы составляют 63 м.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,26 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Усть-Жунской ГЭС отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие

напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

– удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,12 руб/кВт·ч;

– срок окупаемости 71 месяц.

Таким образом, строительство Усть-Жунской ГЭС с установленной мощностью 1117,6 МВт является актуальным для ЕЭС, для поддержания развития региона, вытесняя тепловые мощности с графика нагрузки энергосистемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие/ Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 400 с.: ил.
3. Владиславлев Л.А. Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций:– Москва: Энергия, 1972. – 176 с.
4. Гончаров А.Н. Гидроэнергетическое оборудование и его монтаж: Учебник для учащихся техникумов – Москва: Энергия, 1972. – 319 с.
5. «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг», приложение к приказу ПАО «РусГидро» № 9 от 16.01.2017.
6. Инструкция по монтажу 2298380 ИМ. Турбина гидравлическая РО 230-В-677 Саяно-Шушенская ГЭС. – Санкт-Петербург: 2010 – 94 с.
7. Техническое описание 2161068 ТО. Турбина гидравлическая ПЛ20/811а-В-1000 для Майнской ГЭС. – Ленинград: 1982 – 25 с.
8. Инструкция по монтажу и пуску 2161068 ИМ. Турбина гидравлическая ПЛ20/811а-В-1000 для Майнской ГЭС. – Ленинград: 1982 – 67 с.
9. Инструкция по монтажу ОБС.412.159 ИМ. Гидрогенератор типа СФВ1 1285/275-42УХЛ4 Саяно-Шушенская ГЭС. – Санкт-Петербург: 2010 – 73 с.
10. Инструкция по монтажу ОБС.412.042 ИМ. Гидрогенератор типа СВ 1490/170-96 УХЛ4 для Майнской ГЭС. – Ленинград: 1981 – 64 с.
11. Куценов Д.А. Проектирование электрической части ГЭС: учебное пособие/ Д.А.Куценов: СШФКГТУ, Саяногорск, 2006. – 200 с.
12. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
13. Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 53 с.
14. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.
15. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

16. Методические положения по разработке Генеральной схема размещения объектов электроэнергетики», 2007 год.
17. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.:
18. Полушкин К.П. Монтаж гидроагрегатов:– Ленинград: Энергия, 1971. – 527 с.
19. Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций. - М.: НЦ ЭНАС, 2001.-160 с.
20. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: ЗАО НТЦ ПБ 2014. – 188с.
21. Правила устройства электроустановок. Издание 7.- М.: НЦ ЭНАС, 2004.-607 с.
22. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения. в двух частях. Ч.1/ Л.Н. Рассказов.– М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
23. РД 153-34.0-09.161-97 «Положение о нормативных энергетических характеристиках гидроагрегатов и гидроэлектростанций» Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России» – ОАО «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС».
24. СТО 4.2 – 07 – 2012 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности.
25. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ». СТО 173302882.27.140.001-2006. Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций. – Москва: 2006 – 281 с.
26. Стандарт организации ОАО «РусГидро». СТО РусГидро 02.03.86-2013. Гидроэлектростанции. Организация работ при создании и реконструкции оборудования, собираемого на месте эксплуатации. – Москва: 2013 – 38 с.
27. Стандарт организации ОАО «РусГидро». СТО РусГидро 02.01.91-2013. Гидроагрегаты вертикальные. Методические указания по проверке и устранению дефектов центровки. – Москва: 2013 – 55 с.
28. СТО 17330282.27.140.020-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ.30.06.2008. – Москва: 2008 – 20 с.
29. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения.
30. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновое, ледовое и от судов)».
31. СП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения./Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2003. – 40 с.

32. СП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные./Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1985. – 50с.
33. СП 2.06.08-87 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений/ Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.
34. СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» /Минэнерго СССР – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.
35. Сценарные условия развития электроэнергетики» АПБЭ 2009.
36. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей/ Д.Л. Файбисович – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005-32 с. ил
37. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды»(№ 7-ФЗ от 10.01.2002 г).
38. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Л.: Энергоиздат.,1982. - 672с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
 ГУХ турбины РО75/841а-670 и ПЛД90/2556а-45⁰-750

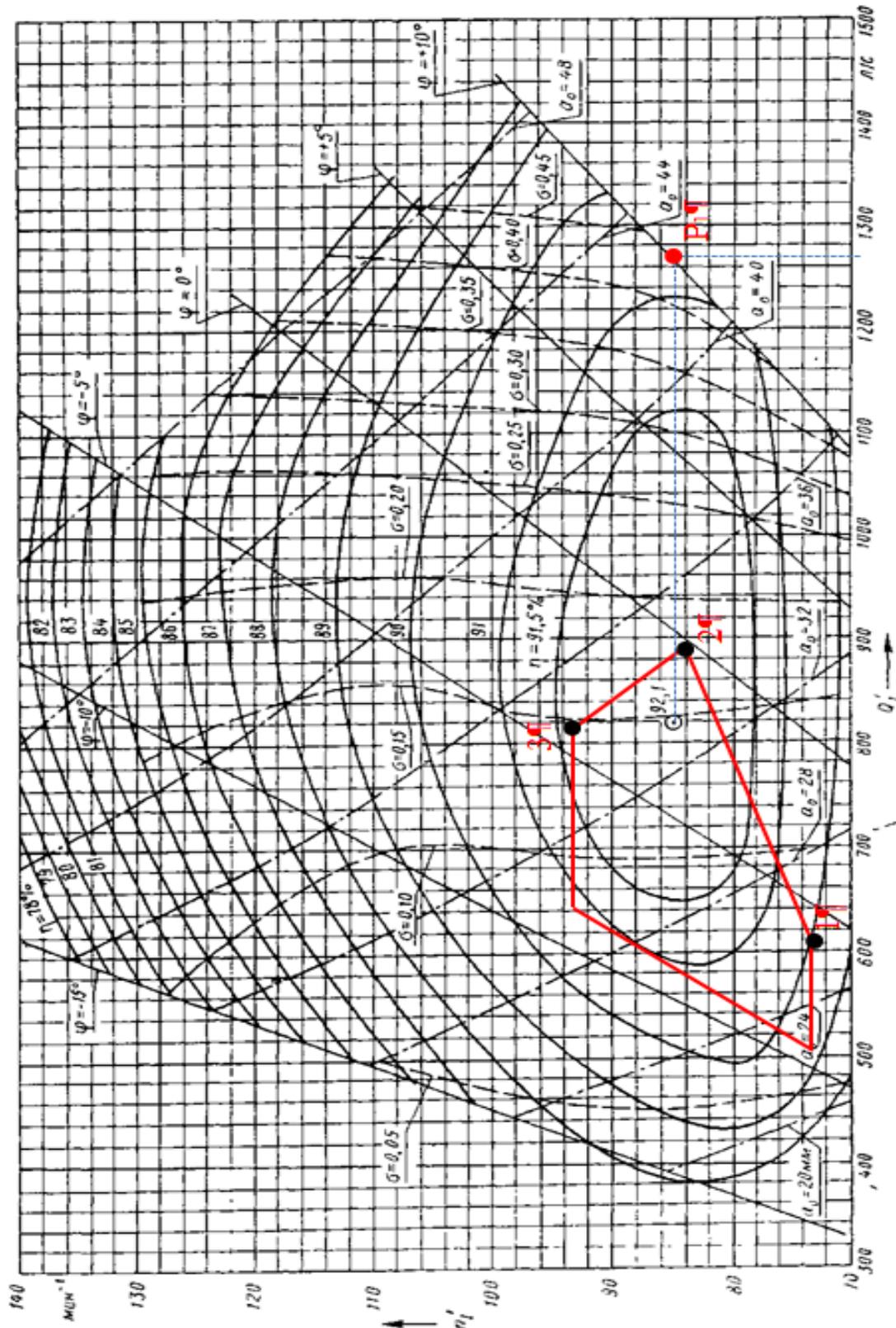


Рисунок А.1 – Главная универсальная характеристика РО75/841а-670

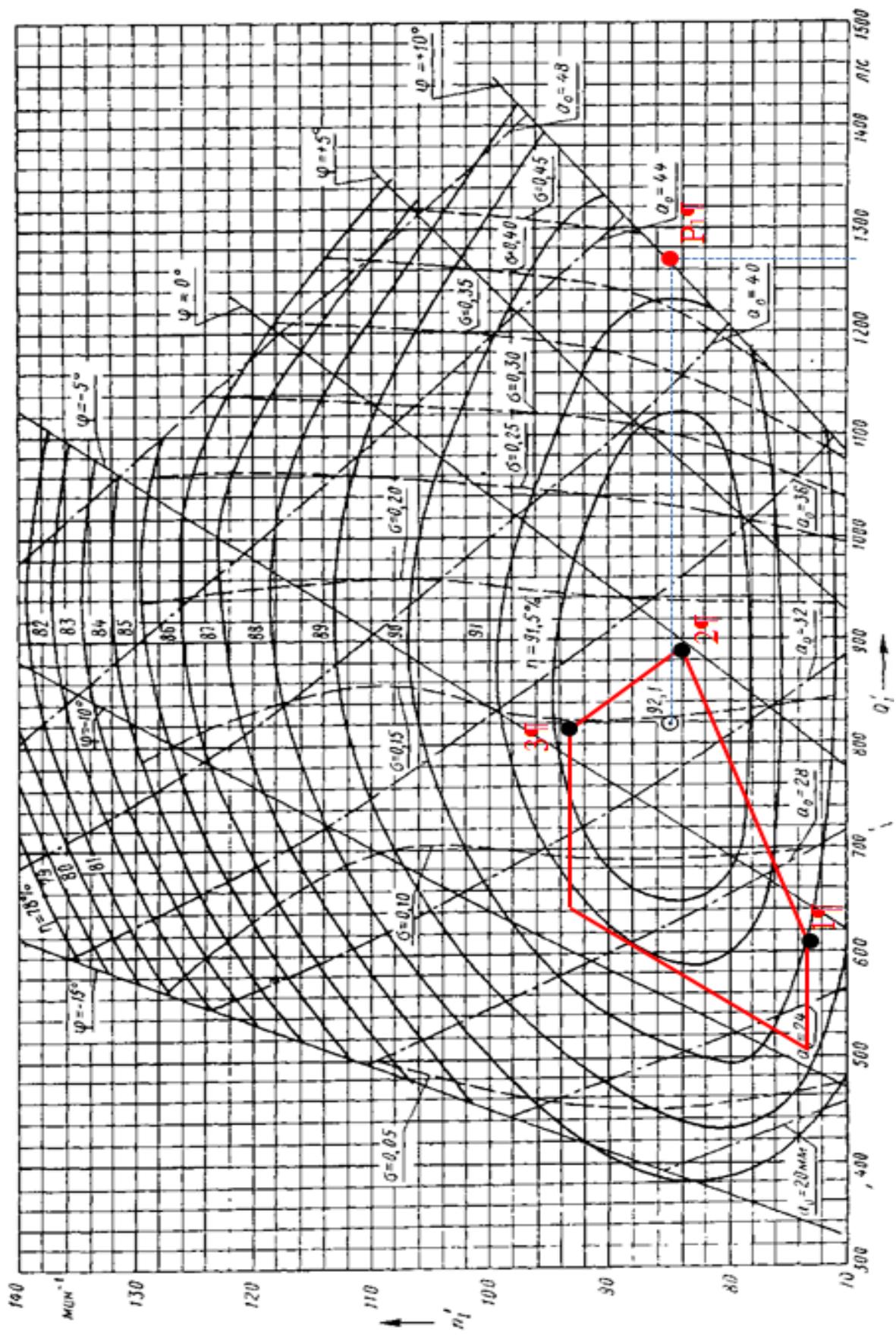
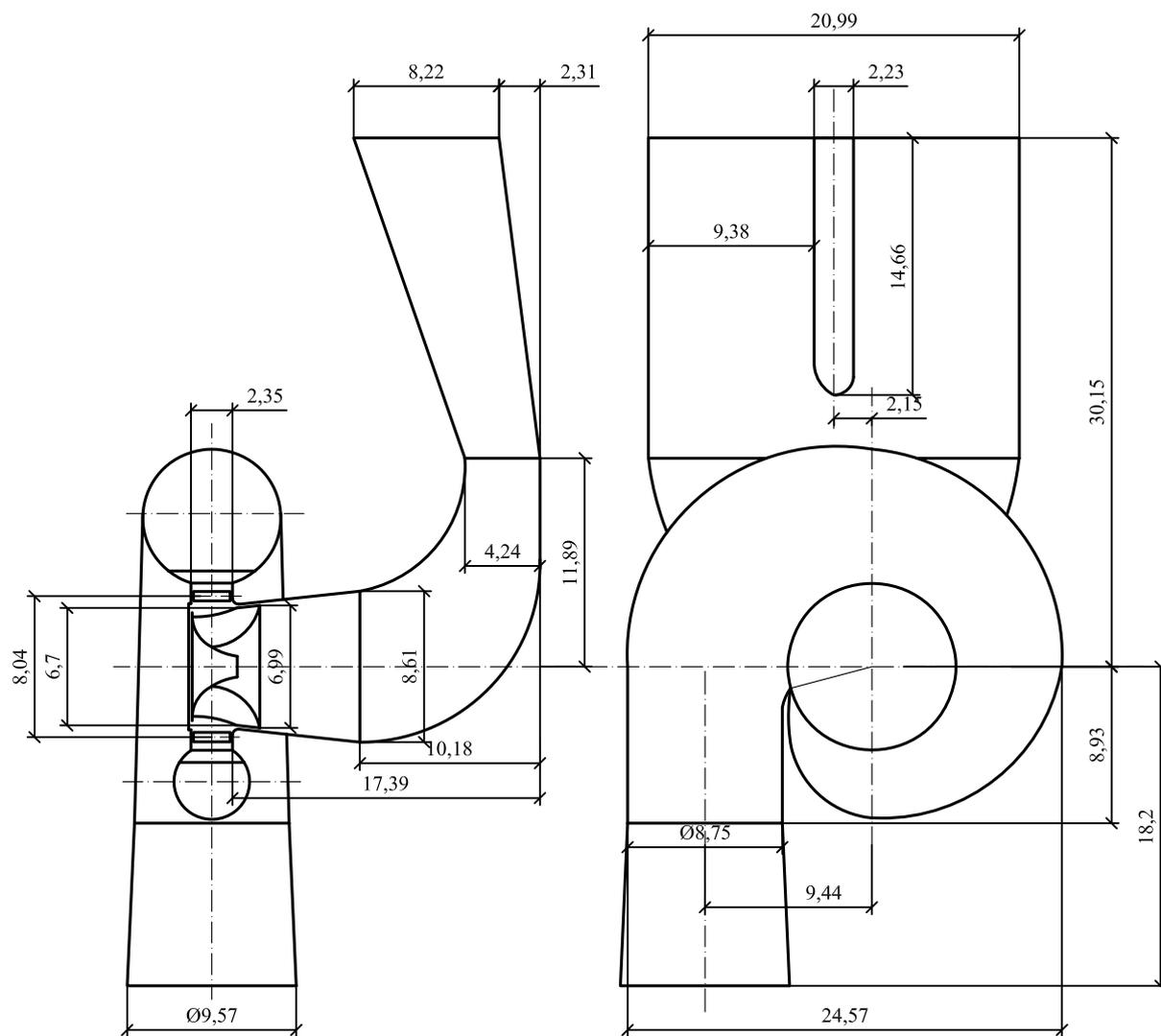


Рисунок А.2 – Главная универсальная характеристика ПДУ 90/2556а-45°-750

Приложение Б

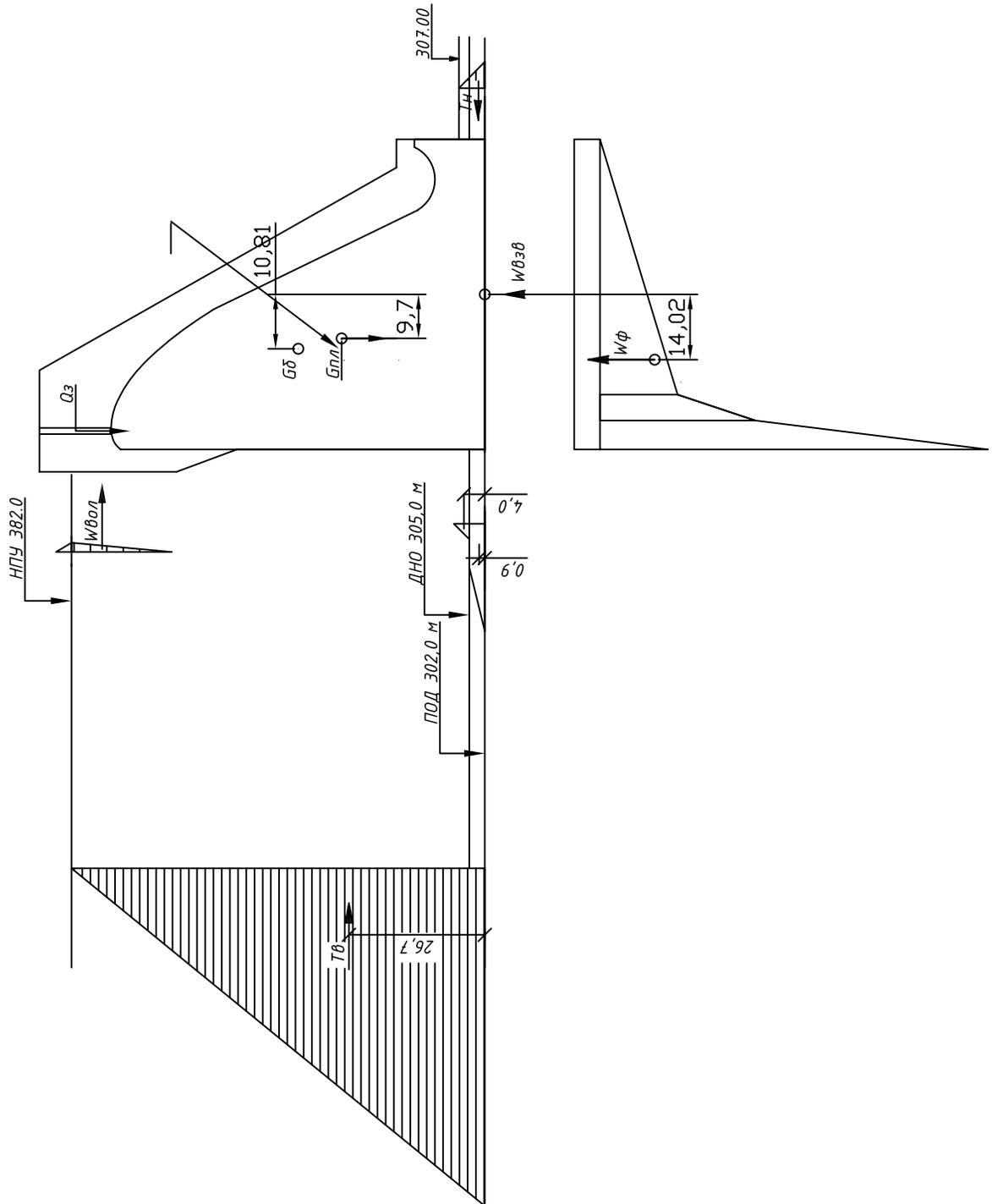
Проточная часть турбины РО75/841а-В-670



										Лист
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата						163

Приложение В

Схема к расчёту прочности и устойчивости водосливной плотины при НПУ



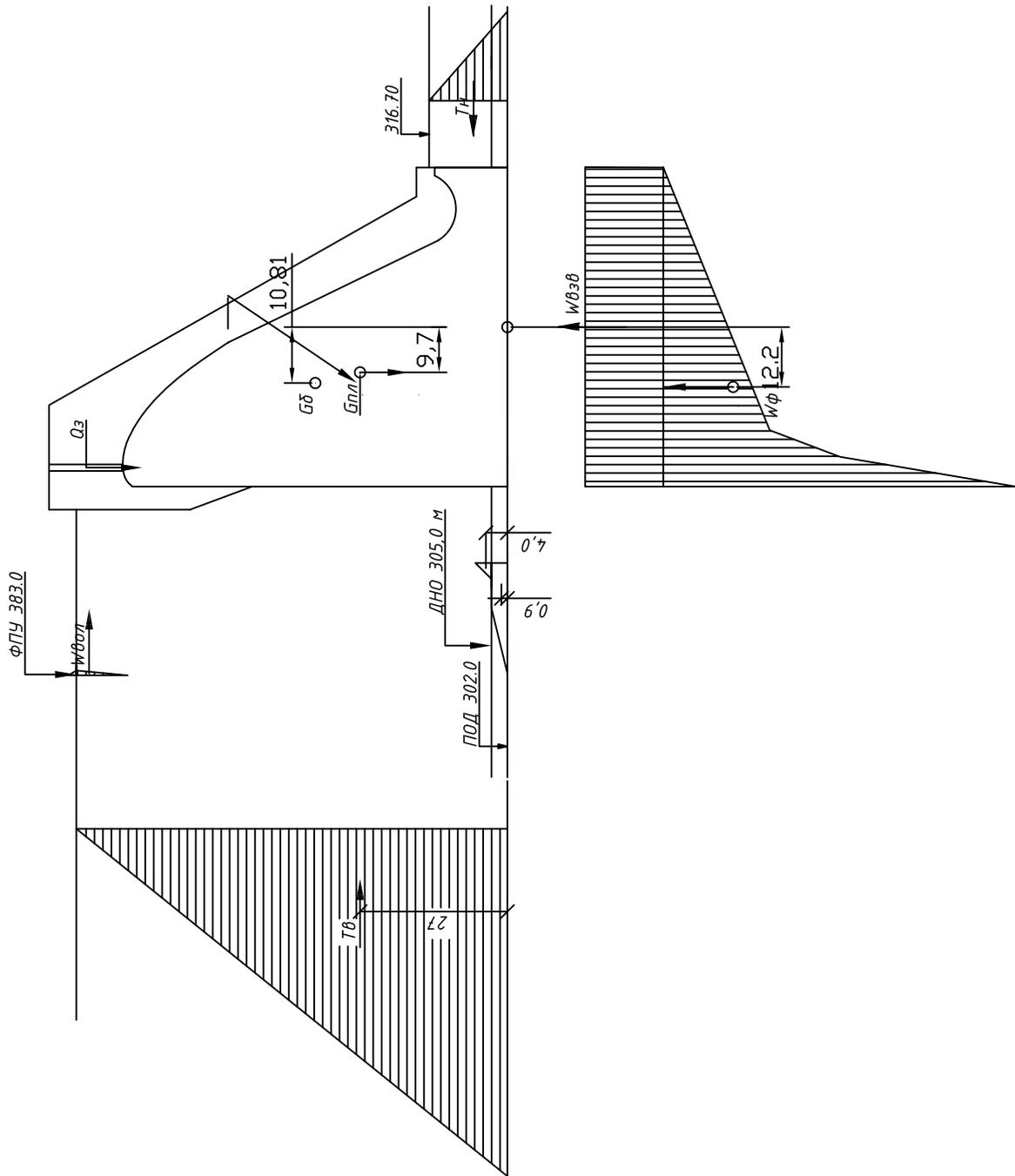
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

Лист

164

Приложение Г

Схема к расчёту прочности и устойчивости водосливной плотины при ФПУ



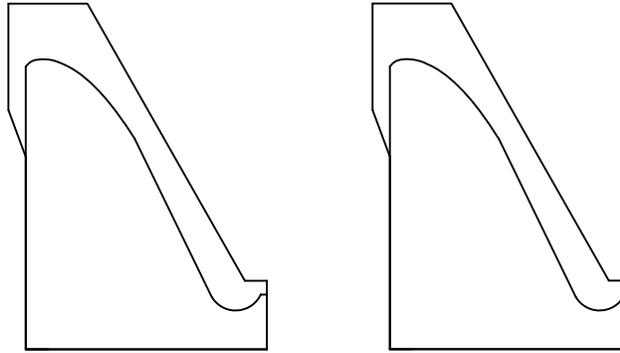
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

Лист

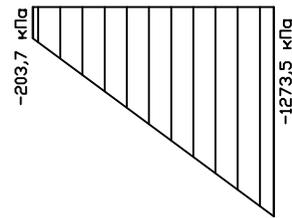
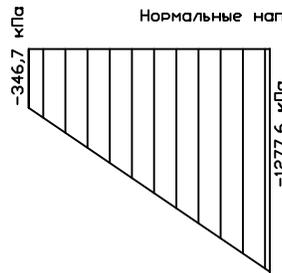
165

Приложение Д

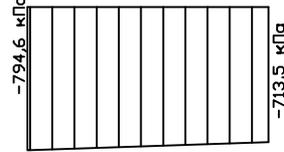
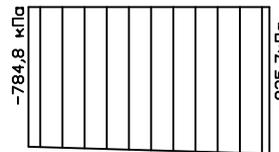
Напряжения на контакте скала-бетон



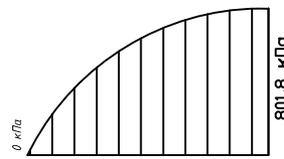
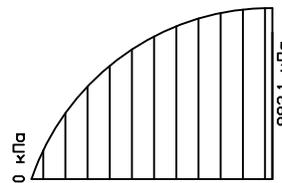
Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам



Нормальные напряжения по вертикальным площадкам



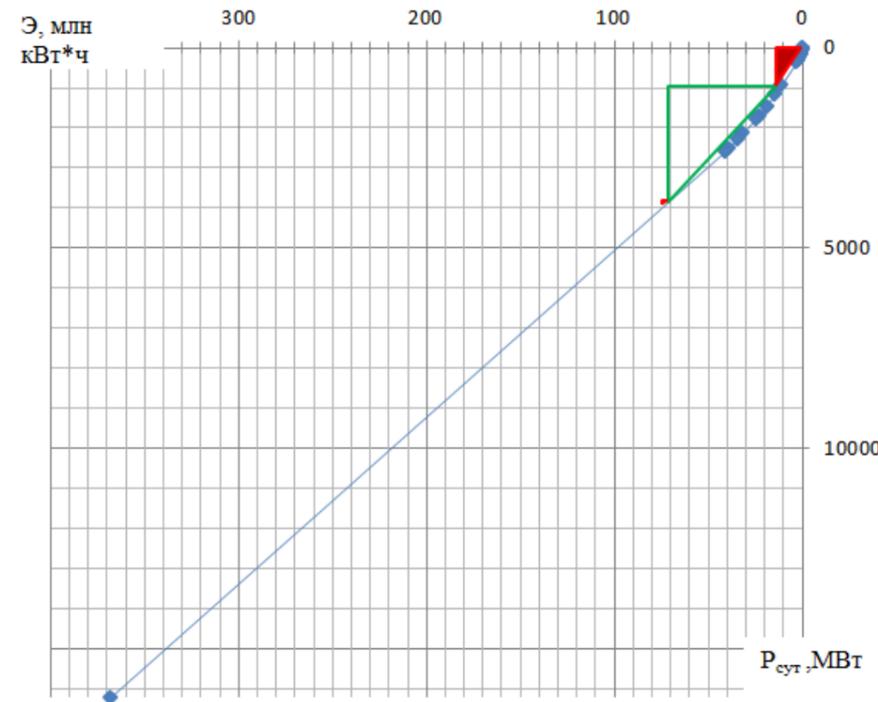
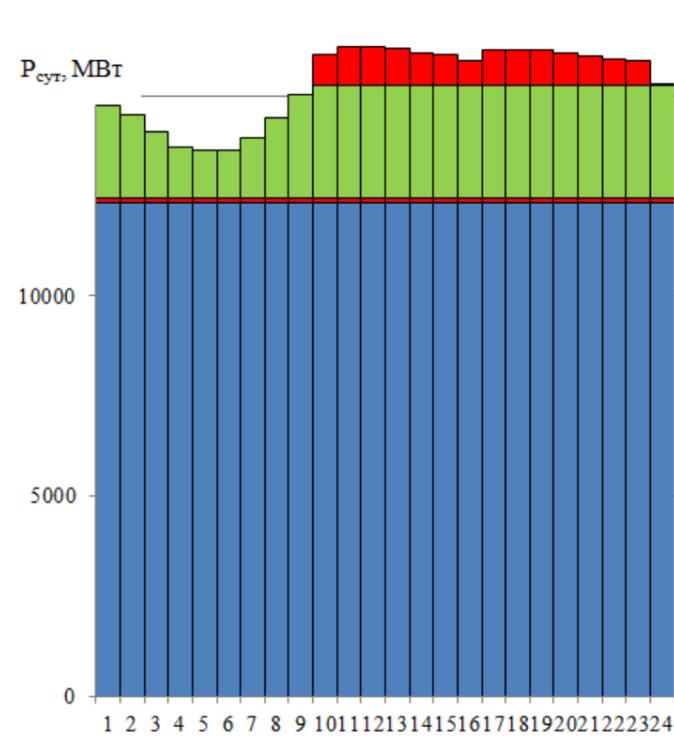
Касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам



Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

Водно-энергетические показатели Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор

Установленная мощность станции 1117,6 МВт;
Средняя многолетняя выработка 4,08 млрд. кВт*ч



Суточный график и ИКН зимнего периода

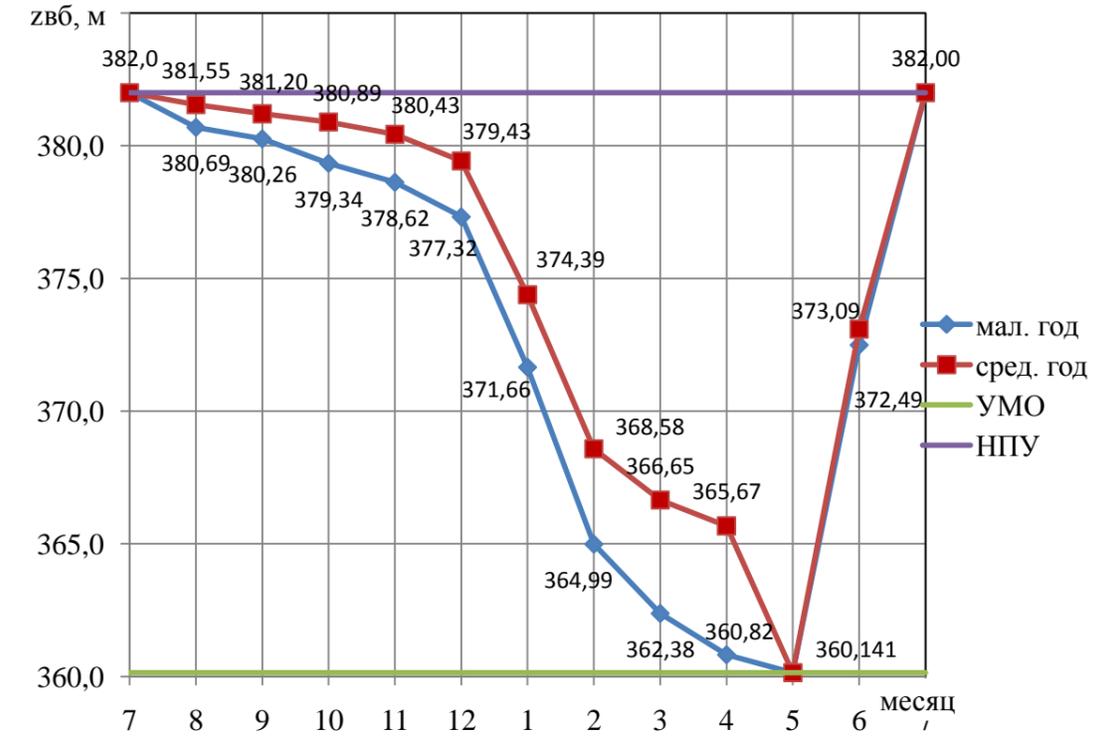
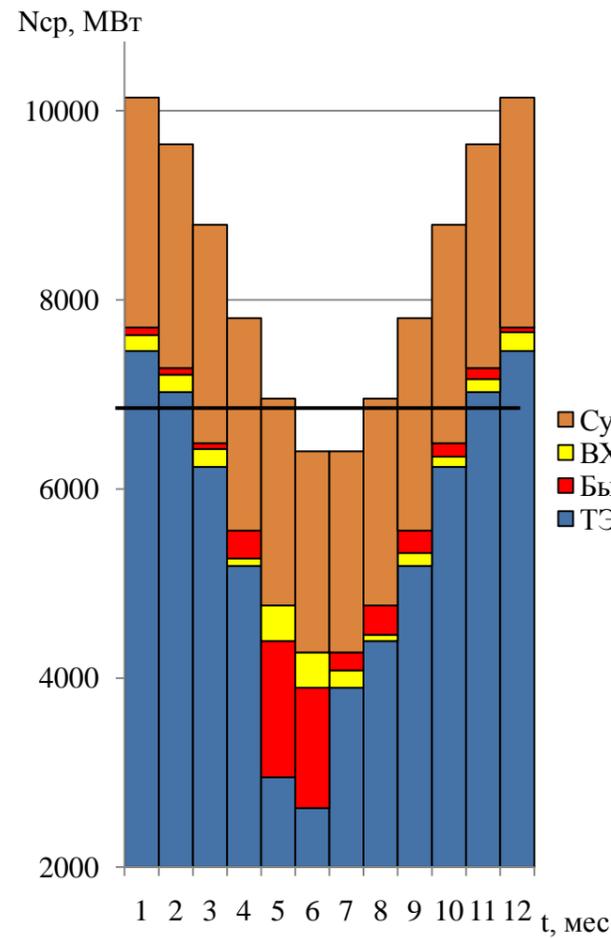
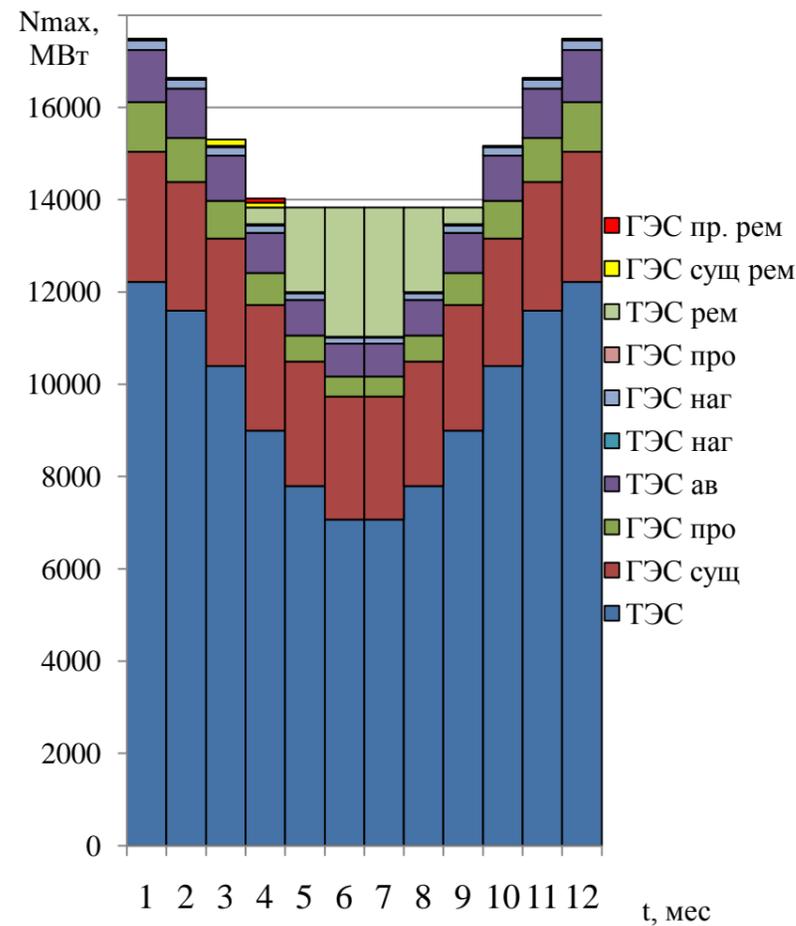


График сработки-наполнения водохранилища



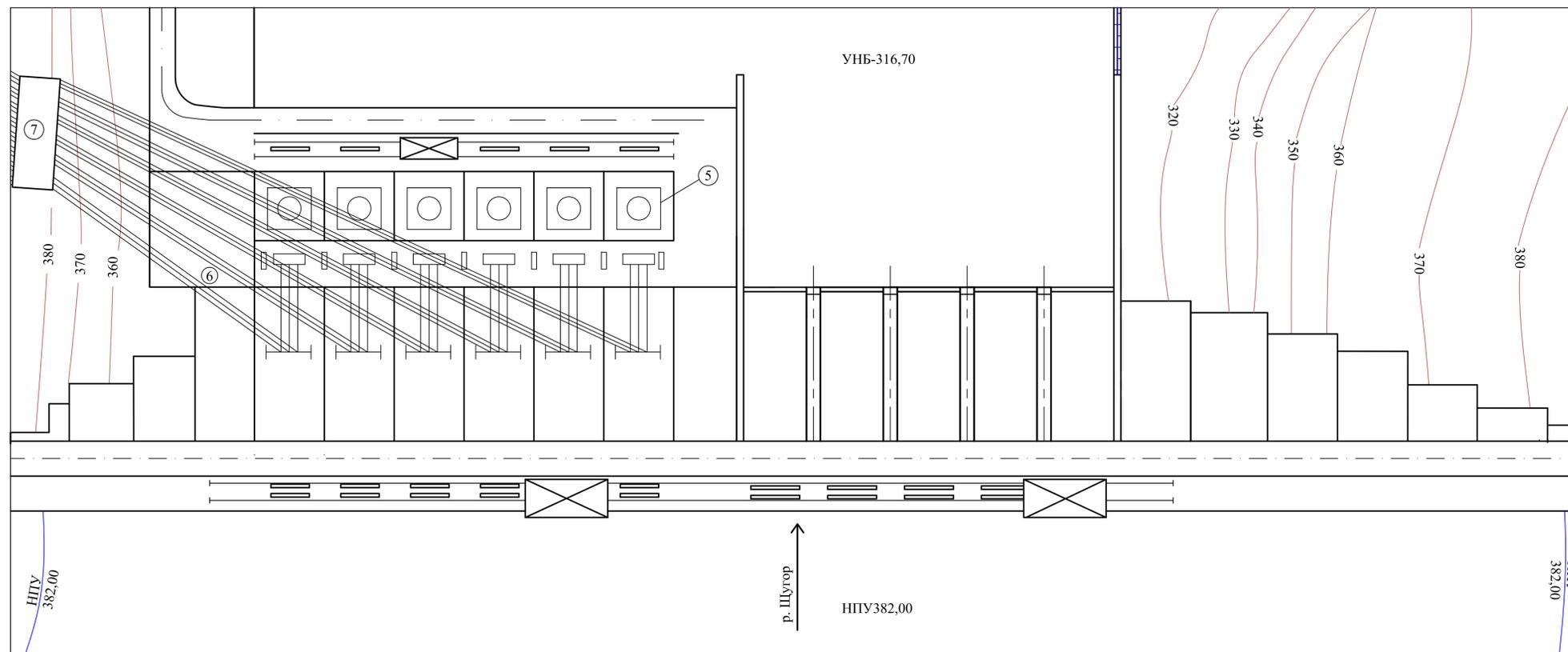
Баланс энергии



Баланс мощности

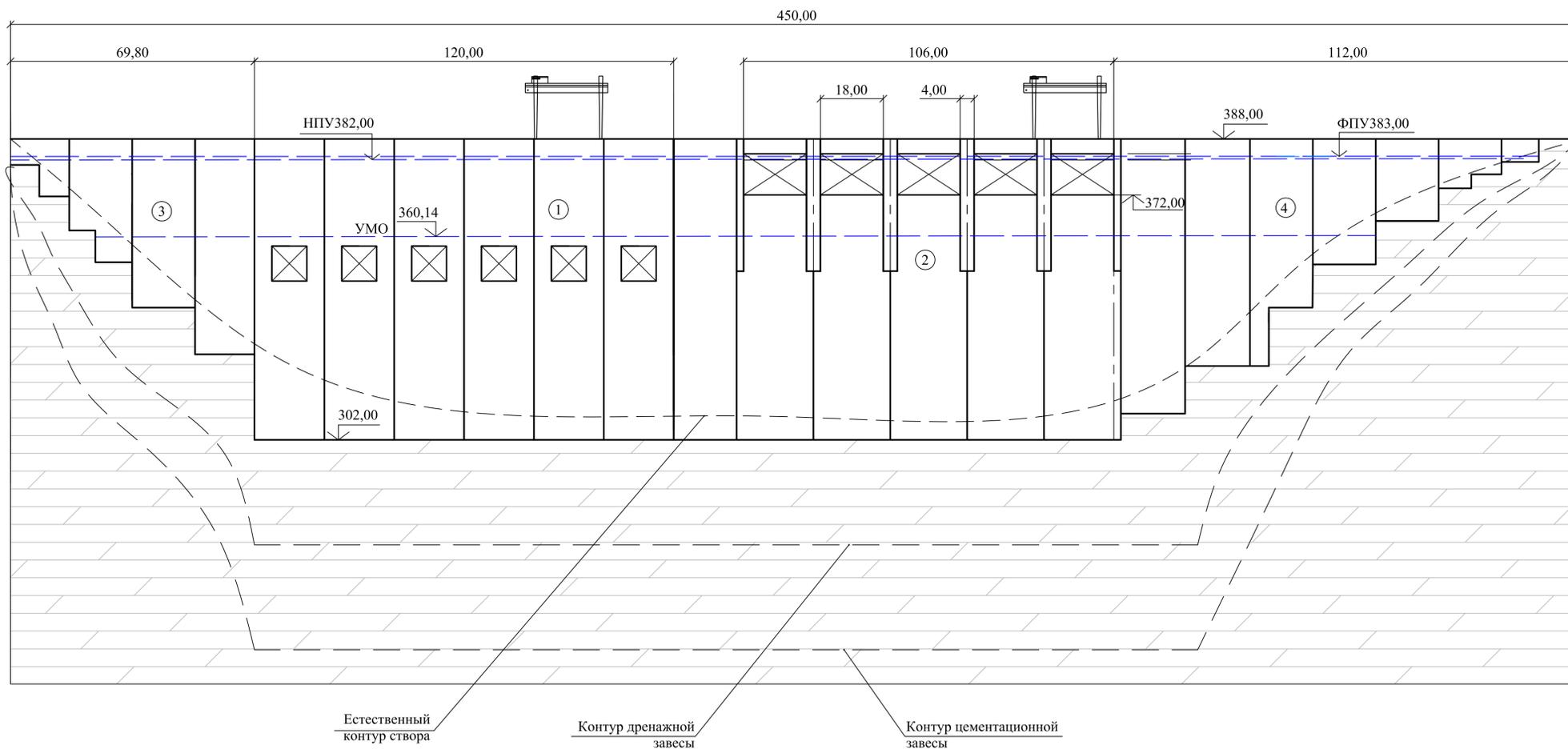
Генеральный план

1:800



Вид со стороны ВБ

1:800

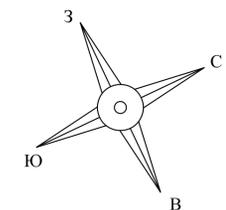


Ведомость проекта

№п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР-13.03.02 541319603 ГП	Генеральный план. Вид со стороны ВБ. Ведомость проекта Экспликация зданий и сооружений	
2	ВКР-13.03.02 541319603 ГР1	Поперечный разрез станционной плотины и здания ГЭС Основные данные гидросилового оборудования	
3	ВКР-13.03.02 541319603 ГР2	Водосливная плотина разрез по оси лотка	
4	ВКР-13.03.02 541319603 ЭС	Главная схема электрических соединений	
5	БР-13.03.02 541319603 ПЗ	Пояснительная записка	

Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Станционная часть плотины
2	Водосбросная часть плотины
3	Глухая левобережная бетонная плотина
4	Глухая правобережная бетонная плотина
5	Здание ГЭС
6	Монтажная площадка
7	Здание КРУЭ 220 кВ

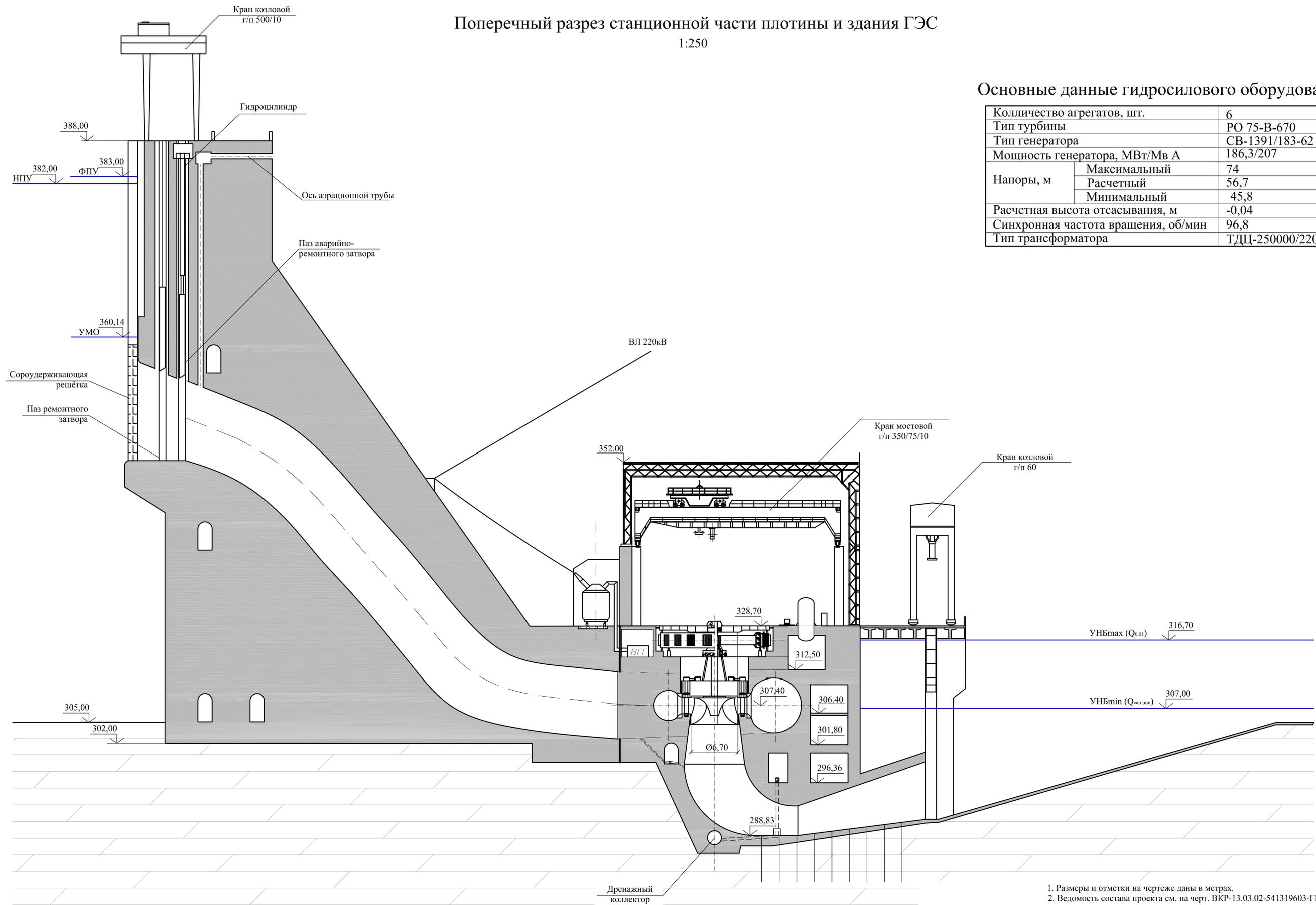


1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах.

Изм	Лист	№Документа	Подпись	Дата	ВКР-13.03.02-541319603-ГП Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Разраб		Полицук			Проектирование Усть-Жульской ГЭС на реке Щугор		
Пров		Ульянова			Стая	Лист	Листов
Т.Контр.		Рыбалко				1	1
И.Контр.		Сунилова			Генеральный план. Вид со стороны ВБ. Ведомость состава проекта. Экспликация зданий и сооружений		
Утв		Татарников			ГТЭС, 2017		

Поперечный разрез станционной части плотины и здания ГЭС

1:250



Основные данные гидросилового оборудования

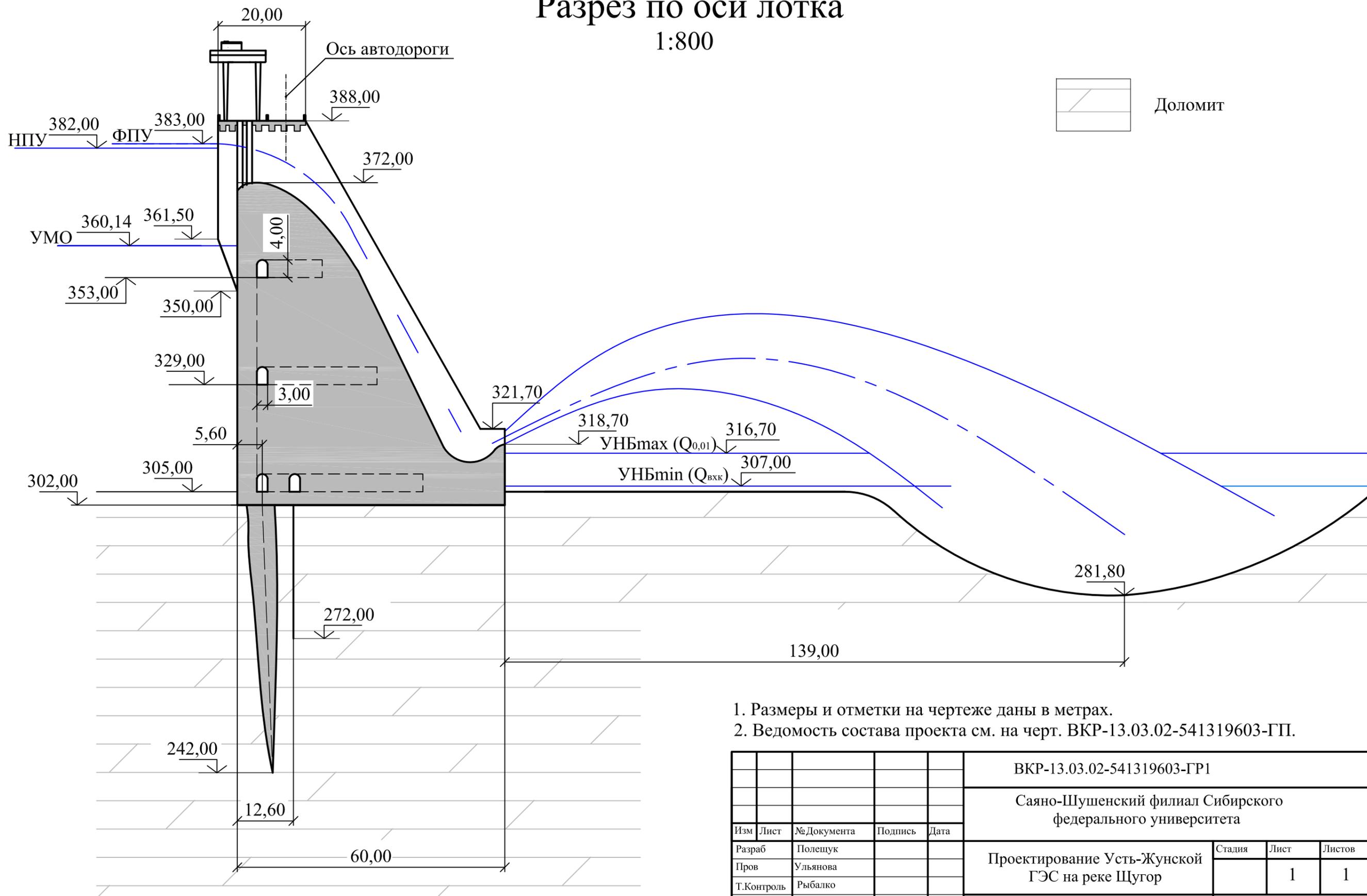
Количество агрегатов, шт.	6	
Тип турбины	РО 75-В-670	
Тип генератора	СВ-1391/183-62	
Мощность генератора, МВт/Мв А	186,3/207	
Напоры, м	Максимальный	74
	Расчетный	56,7
	Минимальный	45,8
Расчетная высота отсасывания, м	-0,04	
Синхронная частота вращения, об/мин	96,8	
Тип трансформатора	ТДЦ-250000/220	



1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах.
2. Ведомость состава проекта см. на черт. ВКР-13.03.02-541319603-ГП.

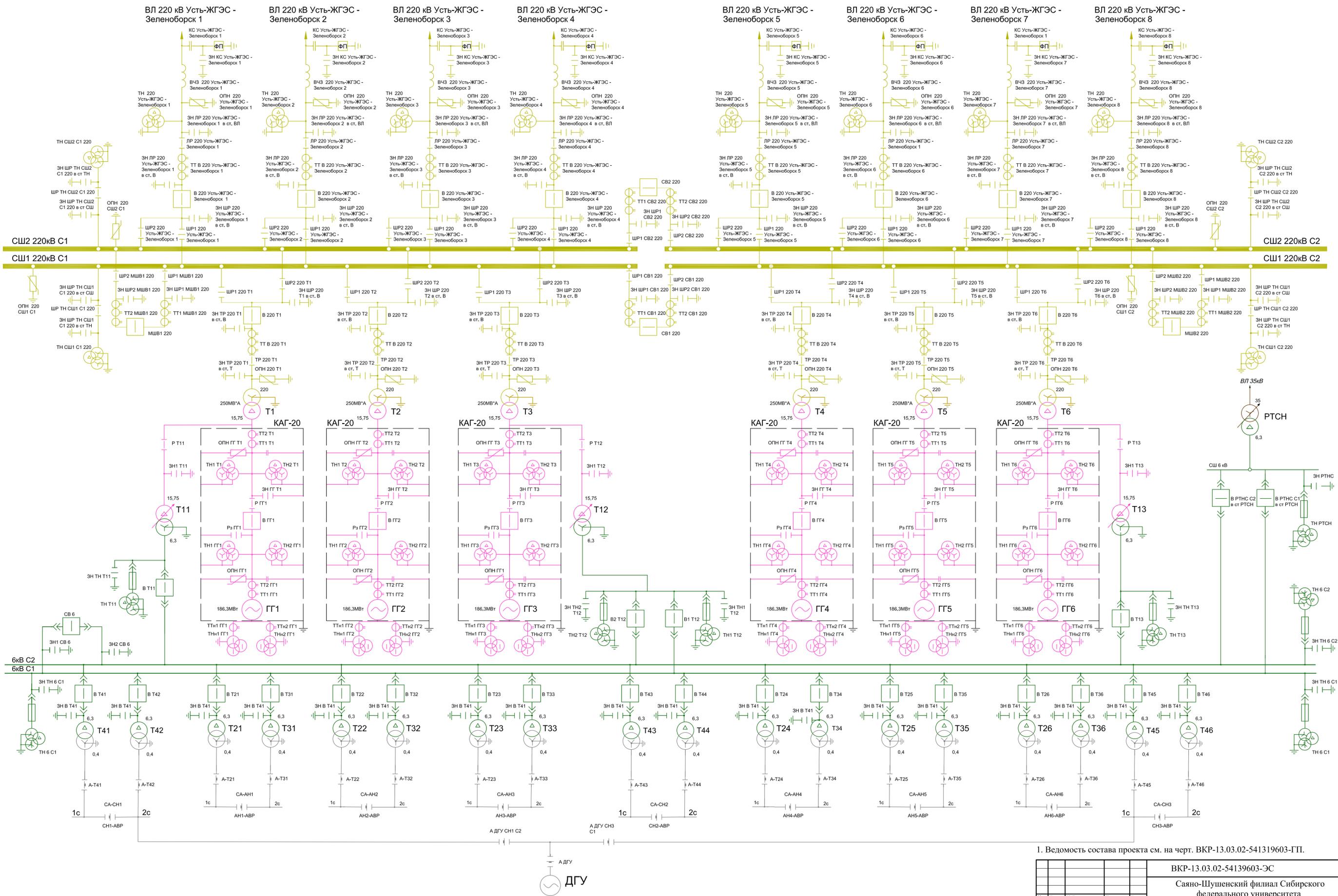
ВКР-13.03.02-54139603-ГР1				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм	Лист	№Документа	Подпись	Дата	Стация	Лист	Листов
Разраб		Полещук			Проектирование Усть-Жульской ГЭС на реке Щугор	1	1
Пров		Масленникова			Поперечный разрез станционной плотины и здания ГЭС. Основные данные гидросилового оборудования	ГТЭС, 2017	
Т.Контроль		Рыбалко					
И.Контроль		Сунцова					
Утв		Татарников					

Водосливная плотина. Разрез по оси лотка 1:800



1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах.
2. Ведомость состава проекта см. на черт. ВКР-13.03.02-541319603-ГП.

					ВКР-13.03.02-541319603-ГР1			
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм	Лист	№ Документа	Подпись	Дата	Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор	Стадия	Лист	Листов
Разраб		Полещук					1	1
Пров		Ульянова						
Т.Контроль		Рыбалко						
Н.Контр.		Сувилова						
Утв		Татарников			Водосливная плотина. Разрез по оси лотка	ГГЭЭС, 2017		



1. Ведомость состава проекта см. на черт. ВКР-13.03.02-541319603-ГП.

				ВКР-13.03.02-541319603-ЭС				
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата	Проектирование Усть-Жуноской ГЭС на р. Шуугор	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Полещук					1	1
Пров.		Толстикова						
Т.Контроль		Рыбалко						
Н.Контроль		Сувилова						
Утв.		Татарников						
Главная схема. Схема собственных нужд.						ГТЭС, 2017		

ВКР-13.03.02-541319603-ГП

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

Изм	Лист	№ Документа	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб	Попышков			17.06.17			
Прое	Ульянов			30.06.17			
Т.Контроль	Рыбалько				ГЭЭС, 2017		
Н.Контр.	Сувалова			12.06.17			
Утв	Татаршова			12.06.17			

Проектирование Усть-Жунской ГЭС
на реке Щугор

Генеральный план. Вид со стороны ВБ.
Ведомость состава проекта.
Экспликация зданий и сооружений

2. Ведомость состава проекта см. на черт. ВКР-13.03.02-54139603-ГР1

ВКР-13.03.02-54139603-ГР1

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

Изм	Лист	№ Документа	Подпись	Дата	Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор	Стадия	Лист	Листов
Разраб		Полещук		15.06.17		Проектирование Усть-Жунской ГЭС на реке Щугор		1
Пров		Масленникова		15.06.17	Поперечный разрез стационарной плотины и здания ГЭС. Основные данные гидросилового оборудования		ИГЭЭС, 2017	
Т.Контроль		Рыбалко		15.06.17				
Н.Контроль		Сутилова		15.06.17				
Утв		Татарников		15.06.17				

ВКР-13.03.02-541319603-ГР1

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

Изм	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
-----	------	-------------	---------	------

Разраб	Полещук			13.06.17
--------	---------	--	---	----------

Пров	Ульянова			13.06.17
------	----------	--	---	----------

Т.Контроль	Рыбалко			
------------	---------	--	---	--

Н.Контр.	Сувилова			13.06.17
----------	----------	--	---	----------

Утв	Татарников			13.06.17
-----	------------	--	---	----------

Проектирование Усть-Жунской
ГЭС на реке Щугор

Стация	Лист	Листов
--------	------	--------

	1	1
--	---	---

Водосливная плотина.
Разрез по оси лотка

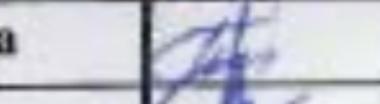
ГГЭЭС, 2017

ВКР-13.03.02-54139603-ЭС

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

Изм	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
-----	------	-------------	---------	------

Разраб	Полежаев			16.06.17
--------	----------	--	---	----------

Пров	Голетникова			16.06.17
------	-------------	--	---	----------

Т.Контроль	Рыбалко			
------------	---------	--	---	--

Н.Контроль	Сувилова			16.06.17
------------	----------	--	---	----------

Утв	Татарников			19.06.17
-----	------------	--	---	----------

Проектирование Усть-Жунской ГЭС
на р. Щугор

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

	1	1
--	---	---

Главная схема. Схема собственных
нужд.

ГТЭС, 2017