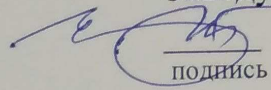


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись инициалы, фамилия
« 15 » июня 2018 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

140209.65 Гидроэлектростанции

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧИРКУОКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИЛЮЙ.
СИСТЕМЫ СМАЗКИ И ОХЛАЖДЕНИЯ УЗЛОВ ГА, МЕТОДЫ
НАСТРОЙКИ, ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ И КОНСТРУКТИВНЫЕ
ИСПОЛНЕНИЯ, ПРИЕМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ**

Руководитель



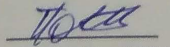
подпись, дата

должность, ученая степень

В.И.Татарников.

инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

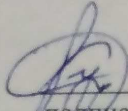
Ф.А. Попандопуло.

инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа ДП по теме «Проектирование Чиркуокской ГЭС на реке Вилюй. Системы смазки и охлаждения узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки».

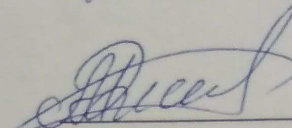
Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты
наименование раздела

 14.06.18
подпись, дата

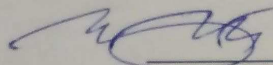
А.А. Румечов
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование
наименование раздела


подпись, дата


А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть
наименование раздела

 15.06.18
подпись, дата

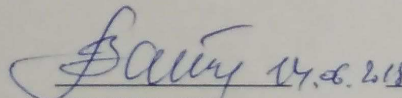
И.Ю. Положайченко.
инициалы, фамилия

Устройства РЗА
наименование раздела

 19.06.18
подпись, дата

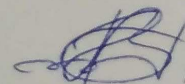
А.В. Шерков
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла
наименование раздела

 14.06.18
подпись, дата

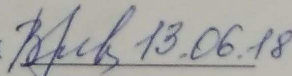
В.Е. Сатеев
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность Охрана окружающей
среды
наименование раздела

 15.06.18
подпись, дата

В.С. Татарников.
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели
наименование раздела

 13.06.18
подпись, дата

В.В. Ланасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Вилюйской ГЭС	6
1 Общая часть	
1.1 Природные условия.....	7
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	7
1.1.2 Орогидрографическая характеристика	7
1.1.3 Гидрологические данные.....	7
1.1.4 Инженерно – геологические условия.....	9
1.1.5 Схема использования реки	9
1.2 Энергоэкономическая характеристика района.....	10
1.3 Исходные данные для дипломного проектирования.....	10
1.4 Вычисление и построение кривых обеспеченности для максимальных расходов.....	11
2 Водно-энергетические расчеты.....	16
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	17
2.2 Выбор года	18
2.2.1 Выбор расчетного средневодного года ($p = 50\%$)	18
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года ($P = 90\%$).....	19
2.3 Определения потерь воды из водохранилища.....	24
2.4 Построение графиков нагрузки энергосистемы.....	25
2.4.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	25
2.4.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	25
2.4.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями.....	27
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	28
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	31
2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	34
2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	35
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	41
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	41
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	45

						ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ			
Ном.	Кол. уч.	Лист	№док	Подпись	Дата	Проектирование Чиркуокской ГЭС на реке Вилюй. Системы смазки и охлаждения узлов ГА, методы настройки, основные узлы и конструктивные исполнения, преимущества и недостатки.		Лист	Листов
Разраб.	Попандопуло						3	155	
Пров.	Татадников						ГГЭЭС		
Н.контр.	Чабанова								

3.3	Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы	46
3.3.1	Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ	47
3.3.2	Работа 1 агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ	48
3.3.3	Работа 1 агрегата с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре	48
3.4	Выбор типа серийного гидрогенератора	49
3.5	Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления	49
4	Электрическая часть	
4.1	Выбор структурной схемы ГЭС.....	49
4.2	Схема электроснабжения собственных нужд ГЭ	
4.3	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	50
4.4	Выбор схем РУ высокого напряжения на основе анализа надежности и экономических затрат	52
4.5	Расчет токов короткого замыкания	55
4.5.1	Составление схемы замещения.....	55
4.5.2	Расчет токов КЗ в точке К-1.....	57
4.5.3	Расчет токов КЗ в точке К-2.....	65
4.6	Выбор электрических аппаратов	74
4.6.1	Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов и проводников.....	74
4.6.2	Выбор выключателей и разъединителей	76
4.6.3	Выбор ограничителей перенапряжения	77
5	Релейная защита и автоматика	78
5.1	Перечень защит основного оборудования	78
5.2	Продольная дифференциальная защита генератора	80
5.3	Защита от повышения напряжения	81
6	Компоновка и сооружения гидроузла	83
6.1	Выбор компоновки гидроузла	83
6.2	Гидравлический расчет водосливной плотины	83
6.2.1	Определение ширины водосливногo фронта	84
6.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	85
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	86
6.2.4	Определение формы водосливной поверхности	88
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	88
6.2.6	Расчет дальности отлета струи и ямы размыва	90
6.3	Определение ширины подошвы плотины.....	93
6.4	Определение отметки гребня плотины (бычка)	95
6.5	Назначение размеров основных элементов плотины	100
6.5.1	Элементы подземного контура плотины	100

6.5.2	Конструирование плотины	101
6.5.3	Конструктивные элементы нижнего бьефа	102
6.5.4	Контрольно-измерительная аппаратура.....	102
6.6	Определение нагрузок действующих на водосливную плотину.....	103
6.6.1	Вес плотины и бычка	103
6.6.2	Вес технологического оборудования.....	105
6.6.3	Волновое давление	106
6.6.4	Давление наносов.....	
6.6.5	Противодавление	108
6.6.6	Гидростатическое давление воды	109
6.6.7	Сбор нагрузок	110
6.7	Расчет прочности плотины.....	111
6.8	Оценка прочности плотины	113
6.9	Расчет устойчивости плотины	114
6.10	Расчет пропуска строительных расходов.....	115
7	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	
7.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	116
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	116
7.3	Налоговые расходы	120
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.	121
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	122
7.5.1	Методология, исходные данные	122
7.5.2	Коммерческая эффективность.....	122
7.5.3	Бюджетная эффективность.....	123
8	Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность	
	124
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений	123
8.2	Охрана труда	124
8.3	Пожарная безопасность.....	127
9	Мероприятия по охране природы	131
9.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	132
9.2	Водоохранная зона	133
9.3	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.....	134
10	Системы смазки и охлаждения узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки.	138
10.1	Система смазки и охлаждения подшипников и подпятников.	142
10.2	Сравнение турбинного подшипника на водяной и масляной смазке	147
10.3	Преимущества и недостатки систем ТВС.....	149
	Список использованных источников.....	150
	Приложения А-Г.....	152-155

Сокращенный паспорт Вилюйской ГЭС

1. Наименование реки Вилюй.
2. Местонахождение ГЭС республика Якутия.
3. Тип проектируемой установки ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднесреднеголетний 556 м³/с.
 - б) всех турбин 1100 м³/с.
 - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1% 4566 м³/с.
 - г) минимальный 55 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой.
 - б) отметки: НПУ 320 м УМО 315 м.
 - в) объемы: полный 61 км³ полезный 9 км³.
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 82,7 м б) средний 79,7 м.
 - в) расчетный 79,15 м г) минимальный 76,7 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная 700 МВт
гарантированная 411 МВт.
 - б) среднесреднеголетняя выработка энергии 2,1 млрд. кВт·ч.
 - в) число часов использования установленной мощности 4300 ч.
8. Плотины:
 - а) русловая гравитационная материал бетон.
 - б) правобережная гравитационная материал каменно-набросная.
 - в) левобережная гравитационная материал каменно-набросная.
 - г) общая длина 769 м, максимальная высота 96 м.
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип поверхностный водослив.
 - б) число и размер пролетов 9 отверстий 5,5 м×16 м.
 - в) общая длина 176 м.
 - г) максимальная высота 73,5 м.
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинный число агрегатов 4.
 - б) грунты в основании лавы.
 - в) тип спиральной камеры металлическая круглого сечения.
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая.
 - д) расстояние между осями агрегатов 21,2 м.
 - е) размеры: общая длина 127 м ширина 30 м.
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбины РО115-В-530, их диаметр 5,3 м.
 - б) тип генератора СВ-1260/2235-48, их мощность 175 МВт.
 - в) частота вращения 136,4 об/мин.
 - г) тип трансформаторов ТДЦ-25000/220 их число 4.
12. Технико-экономические показатели:
 - а) сметная стоимость ГУ 24,72 млрд.руб.
 - б) удельные капиталовложения 35,314 тыс.руб/кВт.
 - в) себестоимость энергии 48 коп/кВт·ч.
 - г) показатели эффективности ЧДД = 1566,6 млн. руб.
Срок окупаемости = 6,75 лет.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		6

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Чиркуокская ГЭС располагается на территории республики Саха-Якутия. Створ подпорных сооружений намечен у поселка Светлый.

Район расположения проектируемого гидроузла характеризуется резко-континентальным климатом с продолжительной зимой и сравнительно коротким летом. Среднегодовая температура воздуха в поселке Мирный составляет -6,7 0С. Самый холодный месяц - январь имеет среднюю температуру минус 28,6 0С, самый теплый месяц - июль – плюс 18С. Абсолютный максимум температуры воздуха практически везде в республике достигает менее минус 50С, абсолютный максимум доходит до плюс 40 0С.

Годовая сумма атмосферных осадков составляет 240 мм, суточный максимум осадков наблюдается в июле и августе, наиболее засушливый период наблюдается с декабря по апрель. Наибольшая средняя высота снегового покрова достигает 50-70 см. Чаще других наблюдаются ветры юго-восточного направления, летом увеличиваются переодичность южных ветров. Средняя годовая скорость ветра составляет 2,8 м/с. Максимальные расчетные скорости ветра за период открытого русла составляют (по месяцам) 19 м/с.

1.1.2 Орогидрографическая характеристика

Сооружения Чиркуокской ГЭС размещаются в суженной части долины (ширина по дну 350 м). Правый берег долины крутой, обрывистый. Левый борт сравнительно пологий.

1.1.3 Гидрологические данные

Тип водного режима реки Вилюй восточносибирский. Питание реки преимущественно снеговое, доля дождевого и грунтового питания не превышает 20%. Весеннее половодье (проходит в третьей декаде мая – начале июня) сменяется летне-осенней меженью, прерываемой дождевыми паводками. Река замерзает в последней декаде октября; ледостав продолжается около семи месяцев. Река Вилюй вскрывается в третьей декаде мая. Разрушение ледяного покрова сопровождается ледоходом без образования мощных заторов. Начинается Вилюй на Вилюйском плато Среднесибирского плоскогорья в 150 км от эвенкийского пос. Эконда.

Средний годовой расход воды (норма стока) в створе Чиркуокской ГЭС, определенный за период 1965- 66 – 1982-83 гг. равен 389 м³/с, наибольший - 3850м³/с отмечен в 1978/79 гг., наименьший – 0,28 м³/с – в 1965/66 гг.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		7

Речные воды относятся к гидрокарбонатному классу, отличаются пониженной минерализацией (менее 200 мг/л). Лишь в районе Кемпендяйских соляных куполов (среднее течение Вилюя) минерализация воды в низкую межень заметно повышается.

Кривая зависимости расходов от уровней воды р. Вилюй в створе сооружений Чиркуокской ГЭС показана на рисунке 1.

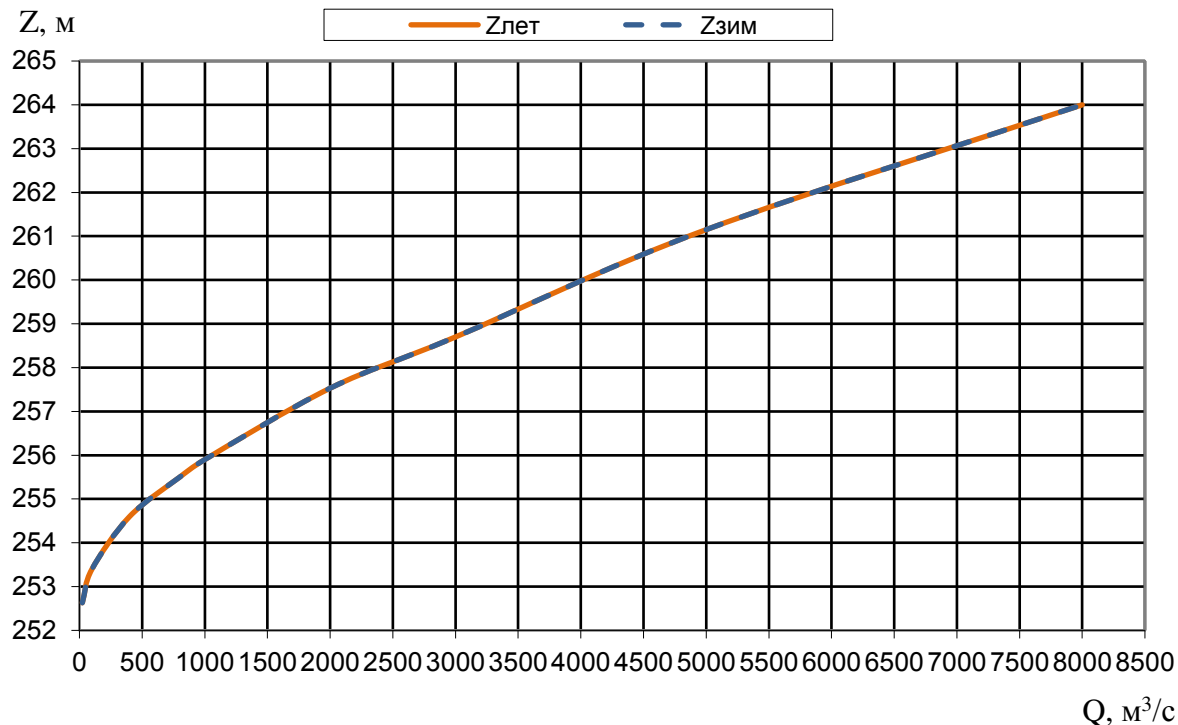


Рисунок 1– Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Таблица 1 – Координаты кривых площадей и объемов Чиркуокского водохранилища

Z, м	F, км ²	V, км ³
243	0	0
250	80	0,2
260	200	1,6
270	380	4,5
280	600	9,4
286	855	12,4
290	1040	16
296	1380	23,3
300	1639	29,2
304	1908	36,2
308	2185	44,4
310	2329	48,9

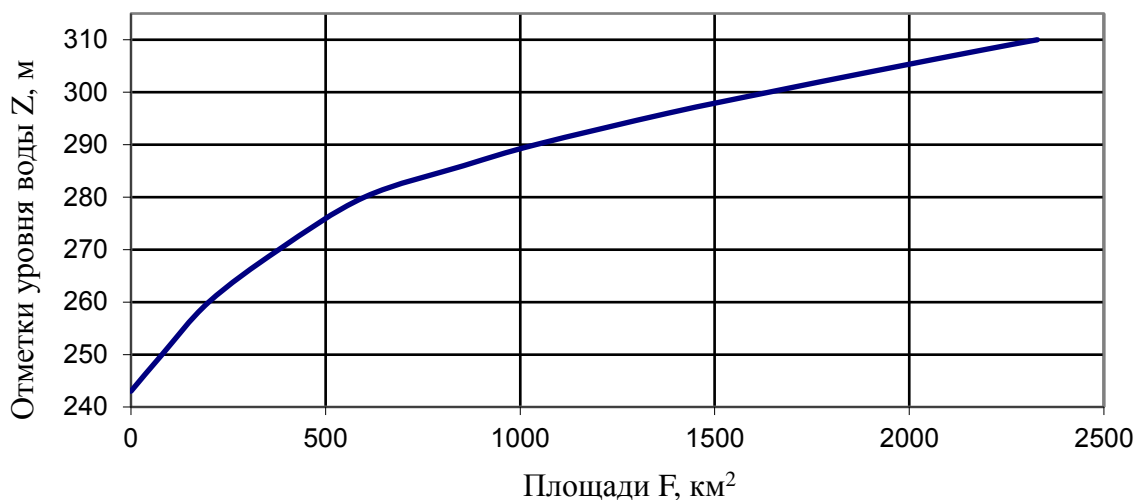


Рисунок 2 – Кривая зависимости площадей водохранилища от уровня воды

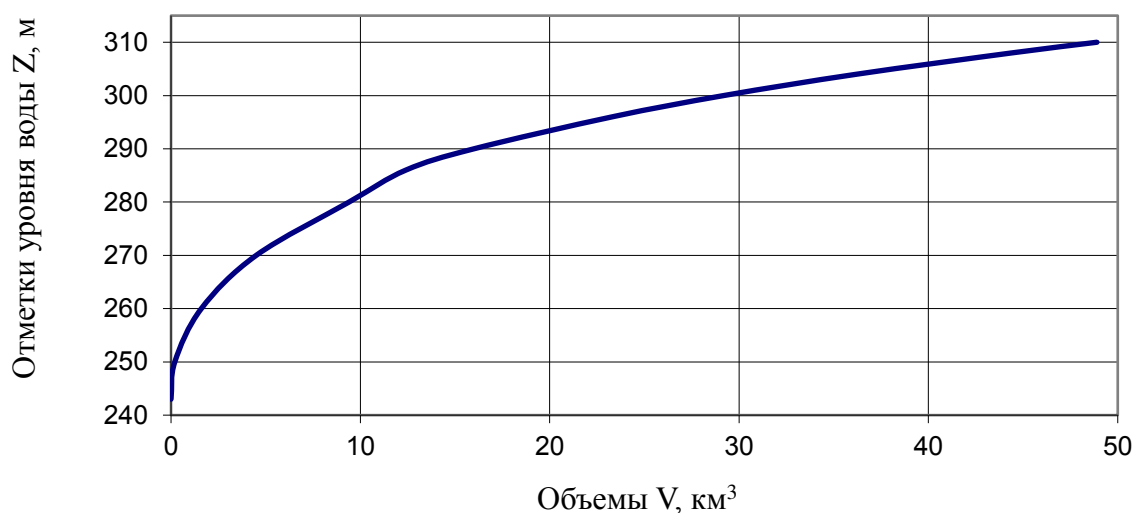


Рисунок 3 – Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды

1.1.4 Инженерно – геологические условия

Чиркуокский гидроузел расположен в зоне распространения вечномерзлых нескальных грунтов глубиной до 300 метров. Основание плотин представляет собой нескальные вечномерзлые породы, имеющие льдистость от 10 до 40, а на отдельных участках с базальтовой криотекстурой - до 60 %.

1.1.5 Схема использования реки

Комплексная эффективность Чиркуокского гидроузла, заключается в том, что сезонное регулирование стока, осуществляемое его водохранилищем, улучшит

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

условия для всех водопользователей и водопотребителей на Вилюе за исключением рыбного хозяйства.

Чиркуокский гидроузел (Светлинская ГЭС) является вторым в каскаде гидроузлов на реке Вилюй.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Чиркуокская гидроэлектростанция предназначена для обеспечения электроэнергией объектов алмазного комплекса Российской Федерации (АК "АЛРОСА"), освоения новых месторождений алмазов, газа, нефти и социально-экономического развития группы вилюйских районов Якутии. Гидроузел работает на замкнутую энергосистему с напряжением линий электропередач 220 кВ.

1.3 Исходные данные для дипломного проектирования

Тема: «Проектирование Чиркуокской ГЭС на р. Вилюй»

1. Данные по энергосистеме:

Энергосистема Якутия, типовой график нагрузки для широты «Север»

Годовой максимум нагрузки 2800 МВт.

Число часов использования установленной мощности 4300 ч.

Установленная мощность существующих ГЭС 1050 МВт.

Гарантированная мощность существующих ГЭС 450 МВт.

Резервы: нагрузочный резерв системы 2.5%, аварийный резерв системы 6,5%.

2. Схема использования реки: разомкнутый каскад.

3. Координаты кривой объемов Чиркуокского водохранилища представлены в приложении 1.

4. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла представлена в приложении 2.

5. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0.7.

6. Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 2.

Таблица 2 - требования участников ВХК и потери воды.

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VII I	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Испарение	-	-	-	-		2	3		-	-	-	-
Льдообразование	- 10	-9	+1	+18	+33	-	-	-	-	-8	-10	-15

7. Коэффициент мощности $k_N = 8.5$
8. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0.85$ м
9. НПУ Чиркуокской ГЭС 315 м.
10. Гидрологический ряд наблюдений р. Вилной в створе Чиркуокской ГЭС за период представлен в приложении 3.

1.4 Вычисление и построение кривых обеспеченности для максимальных расходов

Выбираем максимальные расходы каждого года и сводим результаты расчетов в таблицу 2.

Таблица 3 – Максимальные расходы за исследуемый период

годы	Qi	№п/п	годы	Qi порядке убывания	K=Q/Q _{ср}	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P,%
1965	2980	1	1978	3850	1,601	0,602	0,362	0,218	5,26
1966	958	2	1965	2980	1,240	0,240	0,057	0,014	10,53
1967	2010	3	1980	2970	1,235	0,235	0,055	0,013	15,79
1968	2250	4	1974	2850	1,186	0,186	0,034	0,006	21,05
1969	1750	5	1982	2830	1,177	0,177	0,031	0,006	26,32
1970	2580	6	1977	2680	1,115	0,115	0,013	0,002	31,58
1971	2530	7	1970	2580	1,073	0,073	0,005	0,000	36,84
1972	2520	8	1971	2530	1,052	0,052	0,003	0,000	42,11
1973	2050	9	1972	2520	1,048	0,048	0,002	0,000	47,37
1974	2850	10	1979	2390	0,994	-0,006	0,000	0,000	52,63
1975	2370	11	1975	2370	0,986	-0,014	0,000	0,000	57,89
1976	2010	12	1968	2250	0,936	-0,064	0,004	0,000	63,16
1977	2680	13	1973	2050	0,853	-0,147	0,022	-0,003	68,42
1978	3850	14	1967	2010	0,836	-0,164	0,027	-0,004	73,68
1979	2390	15	1976	2010	0,836	-0,164	0,027	-0,004	78,95
1980	2970	16	1969	1750	0,728	-0,272	0,074	-0,020	84,21
1981	1690	17	1981	1690	0,703	-0,297	0,088	-0,026	89,47
1982	2830	18	1966	958	0,399	-0,602	0,362	-0,218	94,74

Эмпирическую обеспеченность вычислим по формуле Крицкого-Менкеля:

$$P = \frac{m}{(n+1)} \cdot 100\% \quad (1)$$

где m – это порядковый номер i -го значения вычисляемой составляющей,
 n - это общая длина ряда.

Для вычисления параметров Q_{\max} , C_v , C_s необходимо расположить расходы в убывающем порядке.

Вычисляем средний многолетний расход по формуле:

$$Q_{\text{ср.}} = \frac{Q_i}{n} \quad (2)$$

$$Q_{\text{ср.}} = \frac{43268}{18} = 2404 \text{ м}^3/\text{с}$$

Затем вычисляем модульные коэффициенты K как отношение $Q/Q_{\text{ср.}}$.

Вычисляем отклонение от середины ($K-1$).

По данным таблицы 2, рассчитываем коэффициент вариации по формуле:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		12



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		13

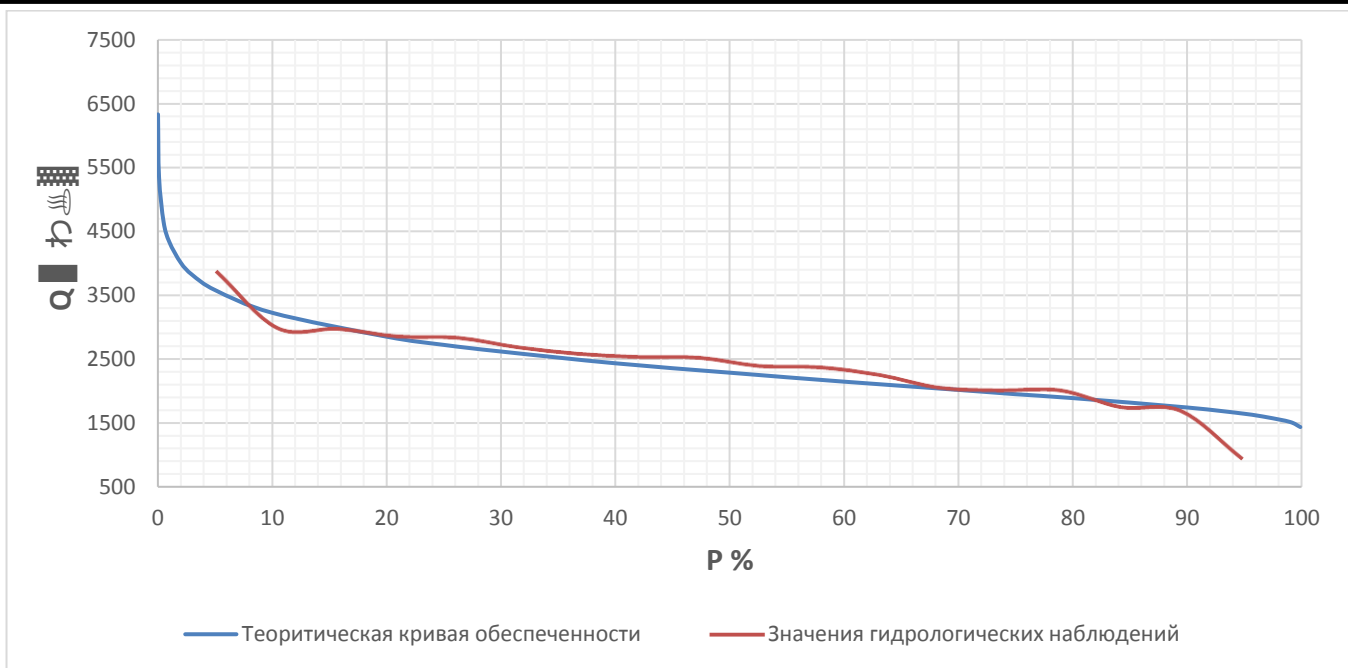


Рисунок 4 – Теоретическая кривая обеспеченности.

где m - порядковый номер члена ряда;
 n - общее число членов ряда.

Результаты расчетов заносим в таблицу 4. После этого соответствующие значения Q и P наносим на рисунок 4.

В соответствие со СНиП 33–01–2003 для гидротехнических сооружений II класса капитальности ежегодные вероятности превышения (обеспеченности) максимальных расходов воды следует принимать: 1,0 % – для основного расчетного случая и 0,1 % – для поверочного расчетного случая.

По таблице 4 находим, что $Q_{1\%} = 4335 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,1\%} = 5353 \text{ м}^3/\text{с}$.

2 Водно-энергетический расчет

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

В соответствии с методикой, разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Начало половодья май (V), конец половодья июль (VII), продолжительность половодья три месяца, остальные месяцы отнесем к межени.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный период и период половодья. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		15

17	89,47	300,89	1972	23,87	1973	1025,67	1967
18	94,74	298,67	1969	15,4	1972	781,67	1966

По данным таблицы 5 строим эмпирические кривые обеспеченности, рисунок 5.

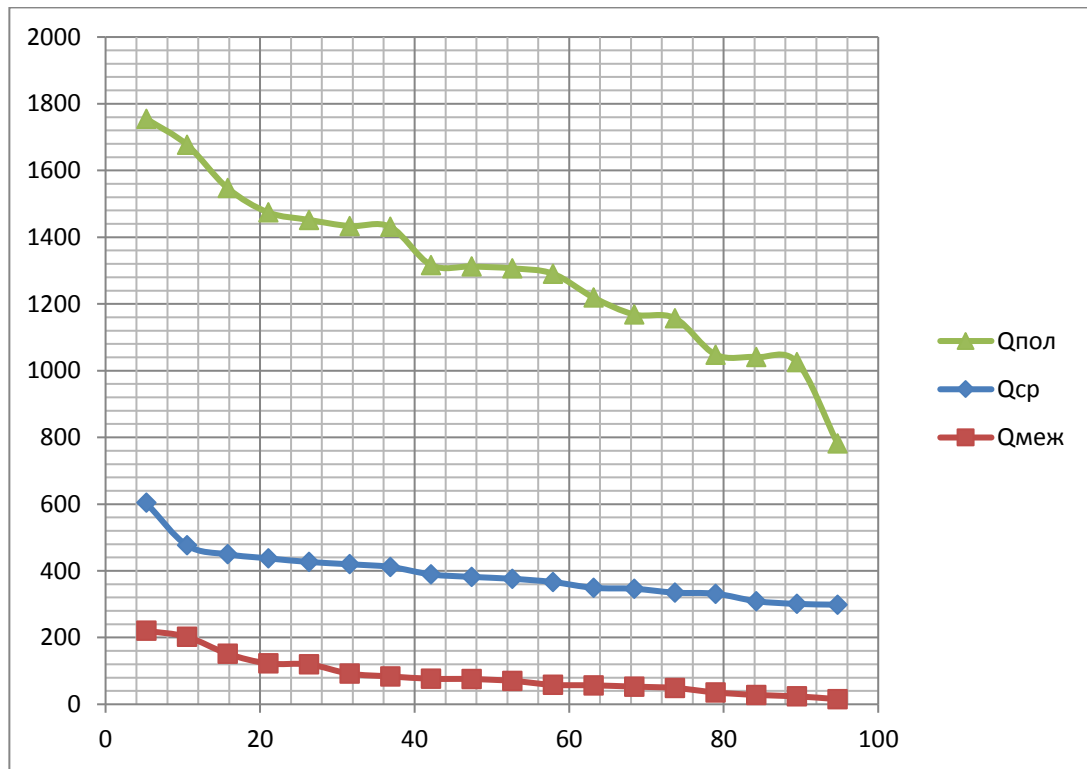


Рисунок 5 - Эмпирические кривые обеспеченности

2.2 Выбор года

2.2.1 Выбор расчетного среднеговодного года (P = 50%)

По кривой обеспеченности годовых расходов (рисунок 4) определяем ближайшие годы к обеспеченности P=50%. При расчете обеспеченности, числа получились целые и четные. Выбираем год с обеспеченностью 50% - 1982 и 1973гг.

Скорректируем все расходы для расчетного года, пользуясь формулой:

$$Q_i^{пр50\%} = K \cdot Q_i^{50\%}. \quad (9)$$

1982 г.

$$K_M = \frac{Q_{M1977}}{Q_{M1982}} = \frac{75,65}{70,24} = 1,08 \quad K_{П} = \frac{Q_{П1981}}{Q_{П1982}} = \frac{1312,33}{1316,67} = 0,997$$

1973 г.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

$$K_M = \frac{Q_{M1982}}{Q_{M1973}} = \frac{70,24}{23,87} = 2,9 \quad K_{II} = \frac{Q_{II1970}}{Q_{II1973}} = \frac{1306,67}{1433,33} = 0,91$$

Значения расходов расчетного средневодного (1982) года (P=50%) без приведения и с приведением сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Значения расходов расчетного средневодного (1982) года (P=50%) без приведения и с приведением

Месяцы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	850	2830	270	109	387	114	14,4	4,26	1,44	0,8	0,6	0,64
$Q_i^{\text{пр}50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	847, 45	2821 ,51	269, 19	117 ,72	417, 96	123, 12	15,5 5	4,60	1,56	0,8 6	0,6 5	0,69

2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P = 90%)

$$K_M = \frac{Q_{M1973}}{Q_{M1972}} = \frac{23,87}{15,4} = 1,55 \quad K_{II} = \frac{Q_{II1967}}{Q_{II1972}} = \frac{1025,67}{1157,33} = 0,886$$

$$K_M = \frac{Q_{M1972}}{Q_{M1969}} = \frac{15,4}{48,89} = 0,32 \quad K_{II} = \frac{Q_{II1966}}{Q_{II1969}} = \frac{781,67}{1048} = 0,75$$

По кривой обеспеченности годовых расходов (рисунок 2) определяем ближайшие годы к обеспеченности P=90%. Выбираем год с обеспеченностью 90% - 1972г.

Скорректируем все расходы для расчетного года, пользуясь формулой (9), значения расходов расчетного маловодного (1972) года (P=90%) без приведения и с приведением сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Значения расходов расчетного маловодного (1972) года (P=90%) без приведения и с приведением в маловодном году

Месяцы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	757,00	2520,00	195,00	40,10	47,70	44,40	4,11	0,72	0,60	0,48	0,32	0,19
$Q_i^{\text{пр}90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	670,70	2232,72	172,77	62,16	73,94	68,82	6,37	1,12	0,93	0,74	0,50	0,29

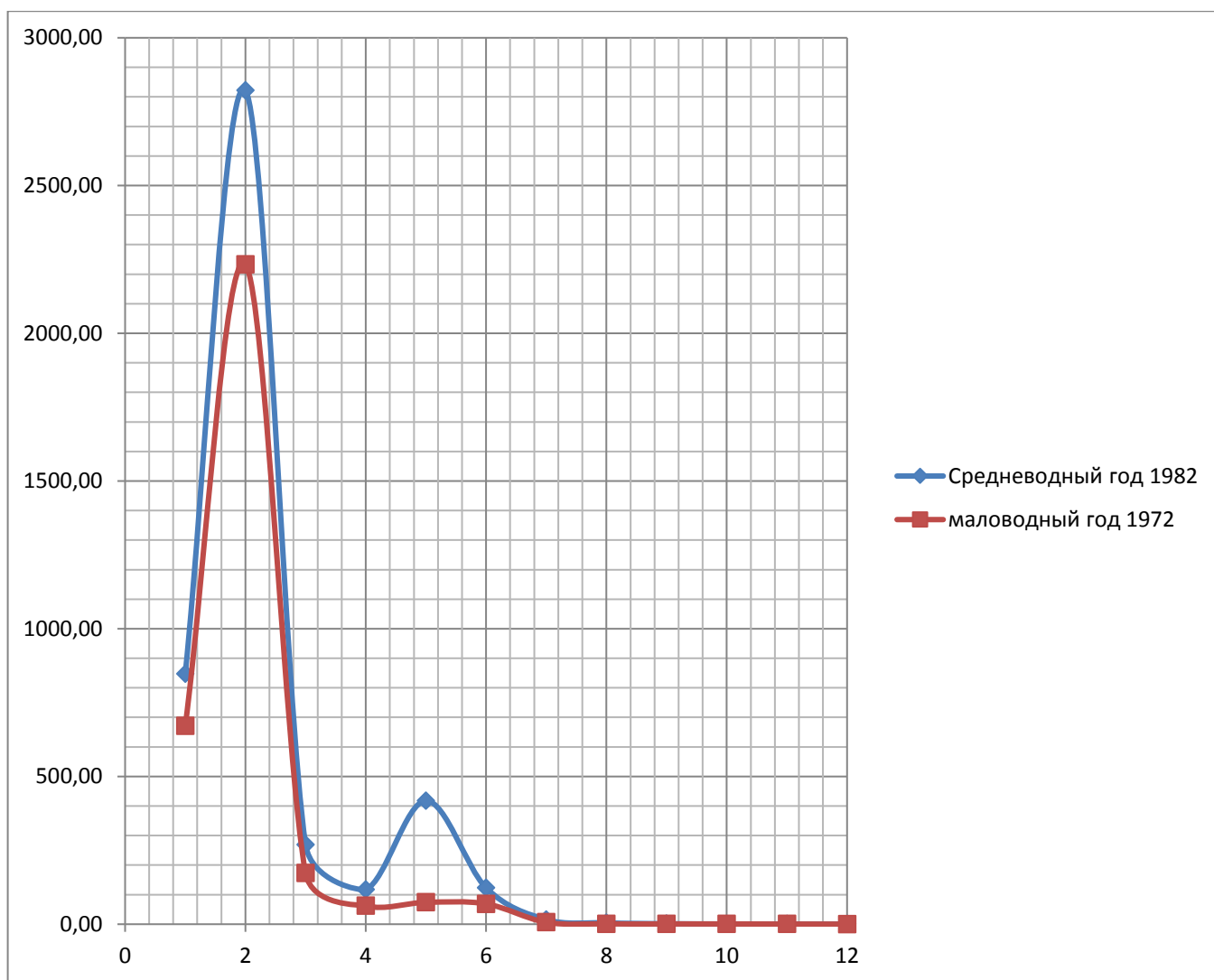


Рисунок 6 - Гидрограф маловодного и средневодного года

2.3 определения потерь воды из водохранилища

Основные потери воды из водохранилища – это потери на испарение, фильтрацию, льдообразование и, для судоходных рек, шлюзование. Потери воды на испарение и фильтрацию в нашем примере заданы и равны соответственно:

- потери воды на испарение:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		19

Таблица 7– Суточные графики нагрузки

Часы	P_c^{max} , МВт	Зима				Лето				
		a_t^3	$b_{сут}^3$	b_t^3	P_t^3 , МВт	$a_{лет}$	$a_t^Л$	$b_{сут}^Л$	$b_t^Л$	$P_t^Л$, МВт
0	2800	2,04	0,67	-1,03	971,60	0,46	1,86	0,7	-0,84	595,06
1		2,28		-1,27	753,20		2,06		-1,04	517,78
2		2,30		-1,30	707,00		2,15		-1,14	470,12
3		2,30		-1,33	623,00		2,25		-1,25	418,60
4		2,30		-1,30	707,00		2,34		-1,33	396,70
5		2,34		-1,32	726,60		2,19		-1,20	428,90

Продолжение таблицы 7

6	2,36	-1,30	820,40	2,06	-1,07	479,14
7	1,55	-0,55	1389,50	1,50	-0,51	701,96
8	0,84	0,16	2035,60	0,85	0,15	959,56
9	0,16	0,83	2637,60	0,16	0,84	1228,88
10	0,20	0,79	2580,55	1,00	1,00	2189,60
11	0,29	0,68	2455,88	0,26	0,74	1190,11
12	0,46	0,50	2259,95	0,49	0,51	1096,09
13	0,39	0,58	2347,10	0,39	0,61	1138,59
14	0,29	0,70	2499,70	0,26	0,74	1190,11
15	0,33	0,64	2418,50	0,39	0,67	1209,43
16	0,45	0,53	2342,06	0,62	0,38	1048,43
17	0,10	0,90	2705,22	0,39	0,61	1132,15
18	1,00	1,00	4690,00	0,49	0,51	1096,09
19	0,16	0,84	2658,18	0,62	0,38	1048,43
20	0,24	0,74	2531,20	0,66	0,31	998,20
21	0,29	0,71	2527,70	0,62	0,39	1061,31
22	0,78	0,22	2090,20	0,75	0,26	1011,08
23	1,36	-0,36	1562,40	1,14	-0,13	866,82

Таблица 8 – Координаты кривой нагрузки энергосистемы для зимнего периода

Зима					
P_t^3 , МВт	ΔP_t^3 , МВт	t, ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт.ч	$\sum P^3$, МВт	$\sum \mathcal{E}^3$, МВт.ч
2800	94,78	1	94,78	94,78	94,78
2705,22	47,04	2	94,08	141,82	188,86
2658,18	20,58	3	61,74	162,4	250,6

2637,6	57,05	4	228,2	219,45	478,8
2580,55	49,35	5	246,75	268,8	725,55
2531,2	3,5	6	21	272,3	746,55
2527,7	28	7	196	300,3	942,55
2499,7	43,82	8	350,56	344,12	1293,11
2455,88	37,38	9	336,42	381,5	1629,53
2418,5	71,4	10	714	452,9	2343,53
2347,1	5,04	11	55,44	457,94	2398,97
2342,06	82,11	12	985,32	540,05	3384,29
2259,95	169,75	13	2206,75	709,8	5591,04
2090,2	54,6	14	764,4	764,4	6355,44
2035,6	473,2	15	7098	1237,6	13453,44
1562,4	172,9	16	2766,4	1410,5	16219,84
1389,5	417,9	17	7104,3	1828,4	23324,14
971,6	151,2	18	2721,6	1979,6	26045,74
820,4	67,2	19	1276,8	2046,8	27322,54
753,2	26,6	20	532	2073,4	27854,54
726,6	19,6	21	411,6	2093	28266,14
707	0	22	0	2093	28266,14
707	84	23	1932	2177	30198,14
623	623	24	14952	2800	45150,14

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		21

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ

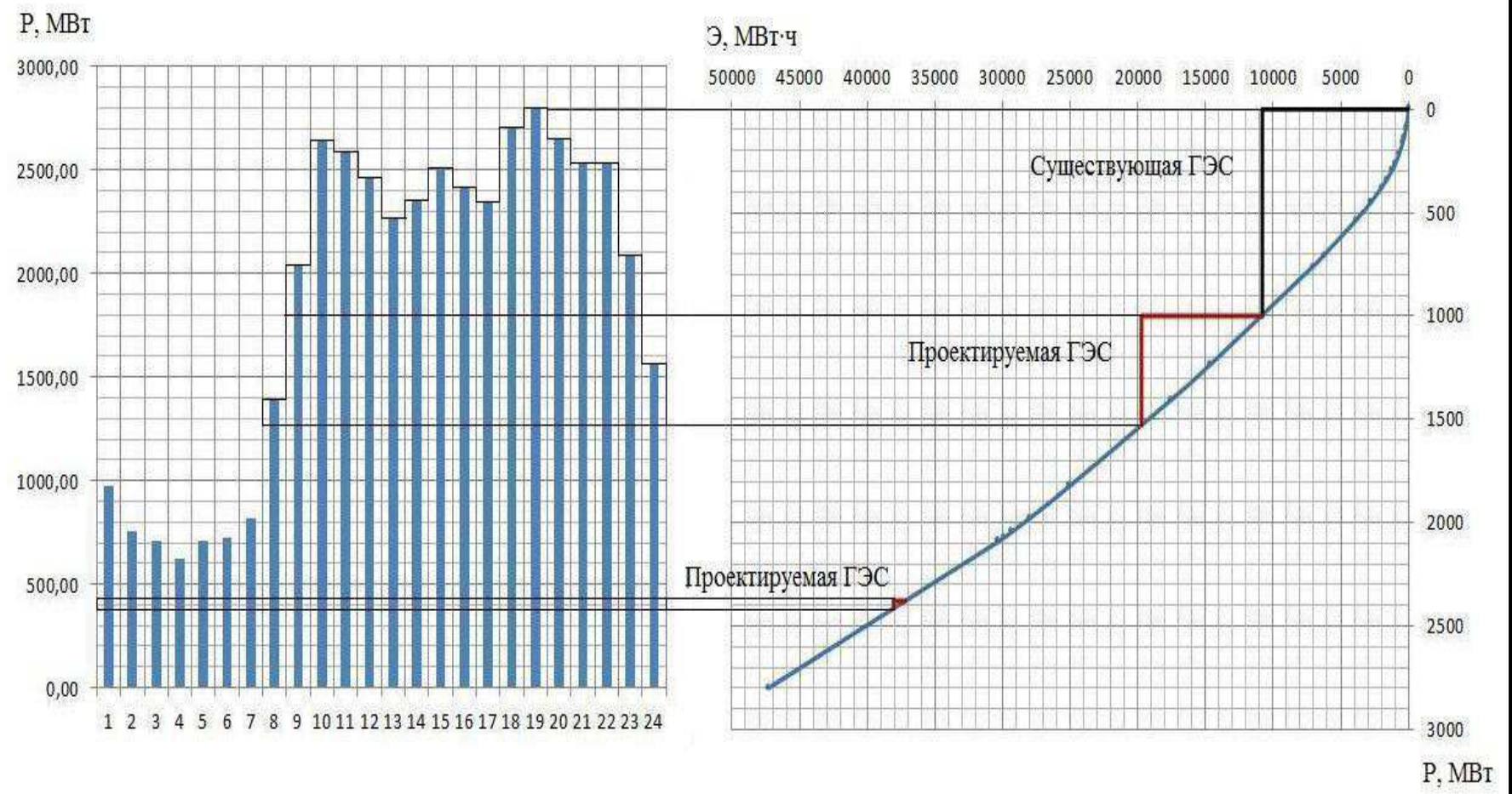


Рисунок 7– Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ

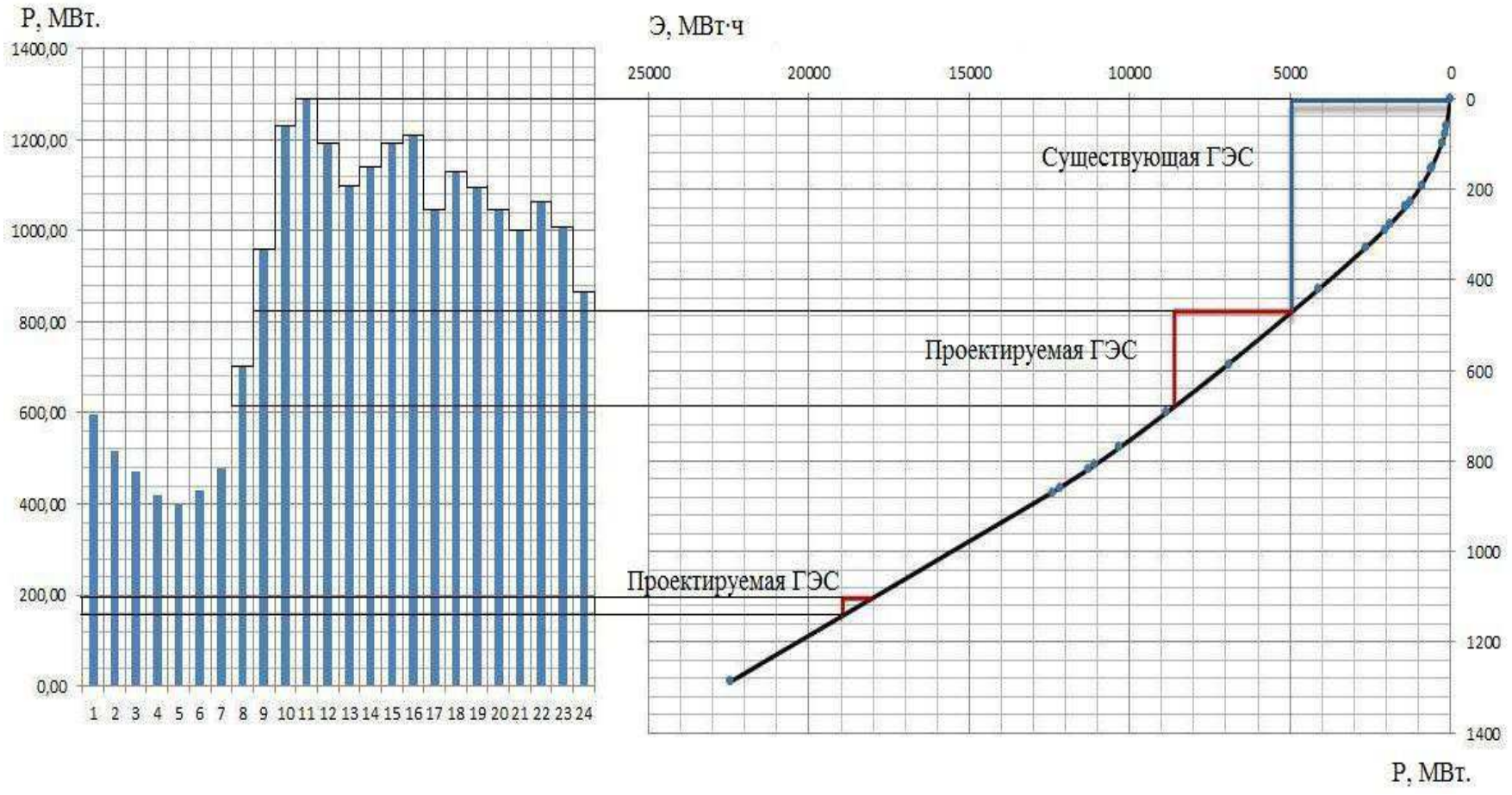


Рисунок 8– Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Таблица 9– Координаты кривой нагрузки для энергосистемы для летнего периода

Лето					
$P_t^л$, МВт	$\Delta P_t^л$, МВт	t, ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт.ч	$\sum P^л$, МВт	$\sum \mathcal{E}^л$, МВт.ч
1288,00	59,12	1	59,12	59,12	59,12
1228,88	19,45	2	38,90	78,57	98,02
1209,43	19,32	3	57,96	97,89	155,98
1190,11	0,00	4	0,00	97,89	155,98
1190,11	51,52	5	257,60	149,41	413,58
1138,59	6,44	6	38,64	155,85	452,22
1132,15	36,06	7	252,45	191,91	704,66
1096,09	0,00	8	0,00	191,91	704,66
1096,09	34,78	9	312,98	226,69	1017,65
1061,31	12,88	10	128,80	239,57	1146,45
1048,43	0,00	11	0,00	239,57	1146,45
1048,43	37,35	12	448,22	276,92	1594,67
1011,08	12,88	13	167,44	289,80	1762,11
998,20	38,64	14	540,96	328,44	2303,07
959,56	92,74	15	1391,04	421,18	3694,11
866,82	164,86	16	2637,82	586,04	6331,94
701,96	106,90	17	1817,37	692,94	8149,30
595,06	77,28	18	1391,04	770,22	9540,34
517,78	38,64	19	734,16	808,86	10274,50
479,14	9,02	20	180,32	817,88	10454,82
470,12	41,22	21	865,54	859,10	11320,36
428,90	10,30	22	226,69	869,40	11547,05
418,60	21,90	23	503,61	891,30	12050,66
396,70	396,70	24	9520,90	1288,00	21571,55

2.4.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_{max} = a + b \cdot \sin\left(\frac{2\pi}{12} \cdot t\right) \quad (12)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, которых определяются по формулам [1]:

$$; \quad (13)$$

$$; \quad (14)$$

$$a = \frac{2800(1+0,46)}{2} = 2044 \text{ МВт};$$

$$b = \frac{2800(1-0,46)}{2} = 756 \text{ МВт}.$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$\bar{P}_t = P_t^{max} \cdot \beta_t^{сут} \cdot \sigma_{мес} \quad (7),$$

где $\beta_t^{сут}$ – коэффициент плотности суточного графика нагрузки t -го месяца;
 $\sigma_{мес}$ – коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки, $\sigma_{мес} = 0,955$ [1].

Поскольку известен только для лета (июня-июля) и зимы (января-декабря), то промежуточные значения найдем по линейному закону (рис. 7).

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «север» представлен в таблице 10

Таблица 10 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Г \ №	b	P_{max} Г	$P_{ср}$ Г
1	0,675	2774	1788
2	0,680	2579	1675
3	0,685	2240	1465
4	0,690	1848	1218
5	0,695	1509	1002
6	0,700	1314	878
7	0,700	1314	878
8	0,695	1509	1002
9	0,690	1848	1218
10	0,685	2240	1465
11	0,680	2579	1675
12	0,675	2774	1788

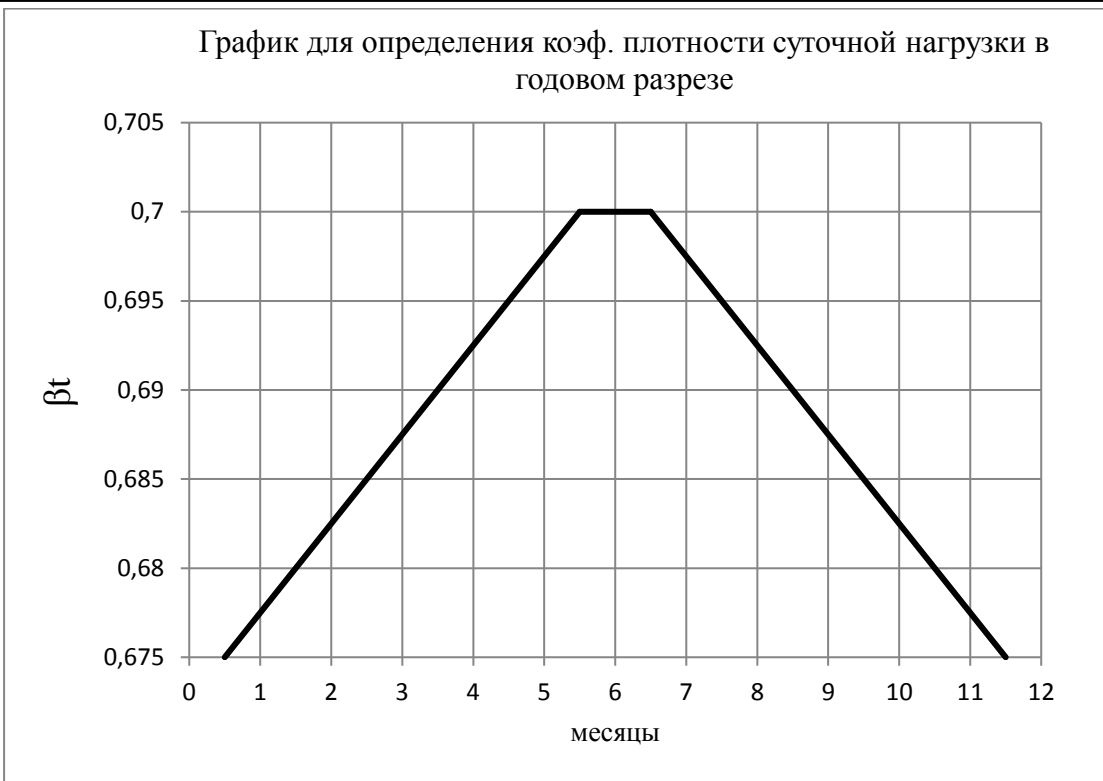


Рисунок 9– График для определения коэффициента плотности суточной нагрузки в годовом разрезе

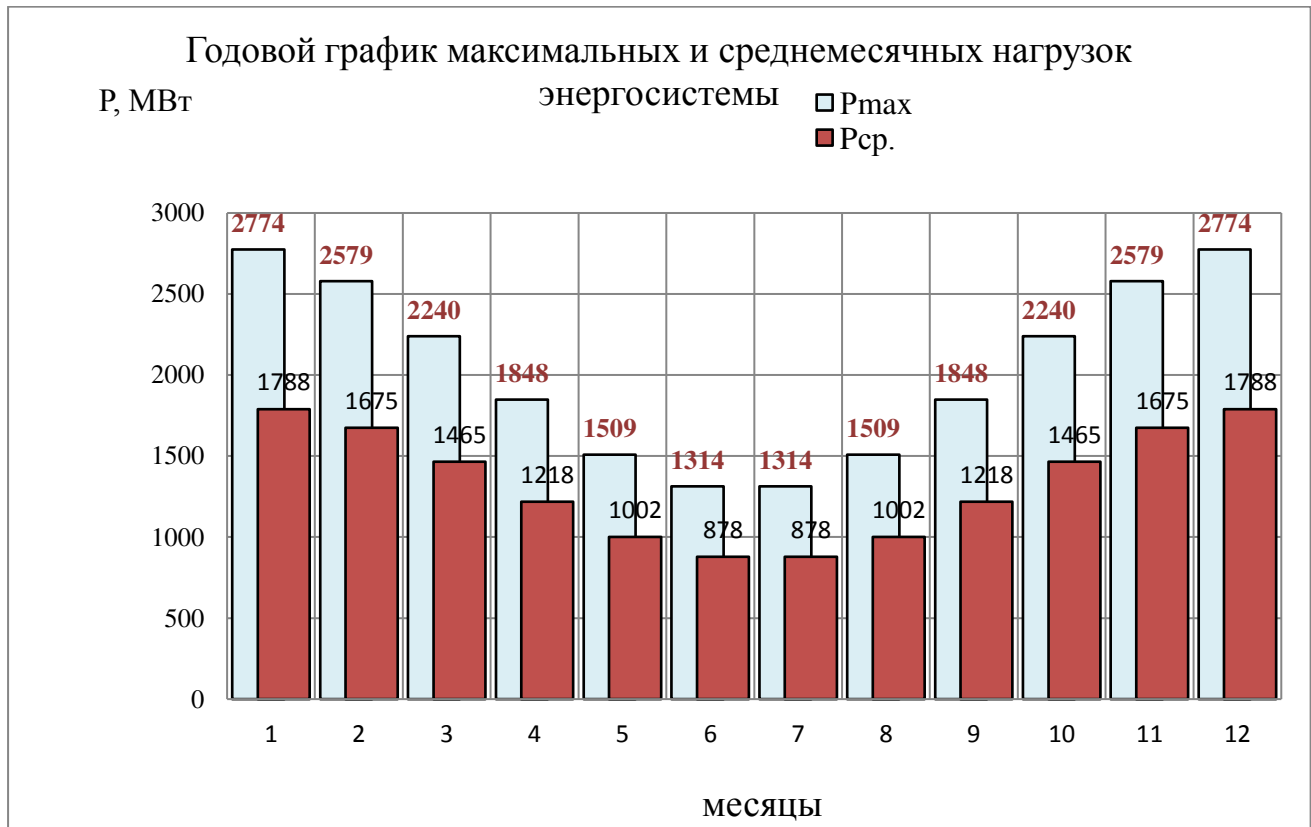


Рисунок 10– Графики максимальных и среднемесячных мощностей

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

2.4.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию. Участие в покрытии суточных графиков нагрузки задается по существующим ГЭС в виде установленной и среднемесячной мощностей:

$$N_{уст}^{сущ.гэс} = 1050 \text{ МВт};$$

$$N_{гар}^{сущ.гэс.зим} = 450 \text{ МВт};$$

$$N_{гар}^{сущ.гэс.лет} = 207 \text{ МВт}.$$

Найдем рабочую мощность существующих ГЭС.

Принимаем, что резерв мощности, отнесенный на существующие ГЭС, равен резерву мощности существующих ГЭС плюс запланированному уровню резервирования мощности в энергосистеме: нагрузочный резерв $2,5\%P^{max}$.

$$N_{раб}^{сущ.гэс} = N_{уст}^{сущ.гэс} - 0,025 \cdot P_{ср}^{max} \quad (15)$$

Расчет рабочей мощности существующих ГЭС проводим для летнего и зимнего периода сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Рабочие мощности существующих ГЭС

Месяц	Лето						Зима					
	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
P_{max} , МВт	1509	1314	1314	1509	1848	2240	2579	2774	2774	2579	2240	1848
Нагр. резерв системы 2,5%	37,725	32,85	32,85	37,725	46,2	56	64,475	69,35	69,35	64,475	56	46,2
Срнагр. резерв системы	40,56						61,64					

Суточная гарантированная выработка энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{сущ.гэс.зим}} = N_{\text{гар}}^{\text{сущ.гэс.зим}} \cdot 24\text{ч} = 10800\text{МВт} \cdot \text{ч}; \quad (8)$$

$$\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{сущ.гэс.лет}} = N_{\text{гар}}^{\text{сущ.гэс.лет}} \cdot 24\text{ч} = 4968\text{МВт} \cdot \text{ч} \quad (9)$$

Затем, используя ИКН по среднесуточной выработке и расчетной рабочей мощности существующих ГЭС, определяем зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Полученное суточное покрытие нагрузки переносим в соответствующие месяцы годового графика максимальных нагрузок (рис. 4, 5).

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках курсового проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1972) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле [1]:

$$, \quad (10)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N=8,5$;

- полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

- подведенный напор ГЭС,

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = z_{\text{вб}} - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t)) - \Delta h, \quad (11)$$

где - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке

- потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,85$ м.
Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
						29
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 12.

Месяц	$Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБВХК}, \text{ м}$	$H_{ВХК}, \text{ м}$	$N_{ВХК}, \text{ МВт}$
10	55	236,3	83,7	38,67
11	55	236,5	83,5	38,58
12	55	236,5	83,5	38,58
1	55	236,5	83,5	38,58
2	55	236,5	83,5	38,58
3	55	236,5	83,5	38,58
4	55	236,5	83,5	38,58
5	55	236,3	83,7	38,67
6	55	236,3	83,7	38,67
7	55	236,3	83,7	38,67
8	55	236,3	83,7	38,67
9	55	236,3	83,7	38,67

На рис.12 изображен режим работы проектируемой ГЭС без регулирования в графике среднемесячных нагрузок энергосистемы.

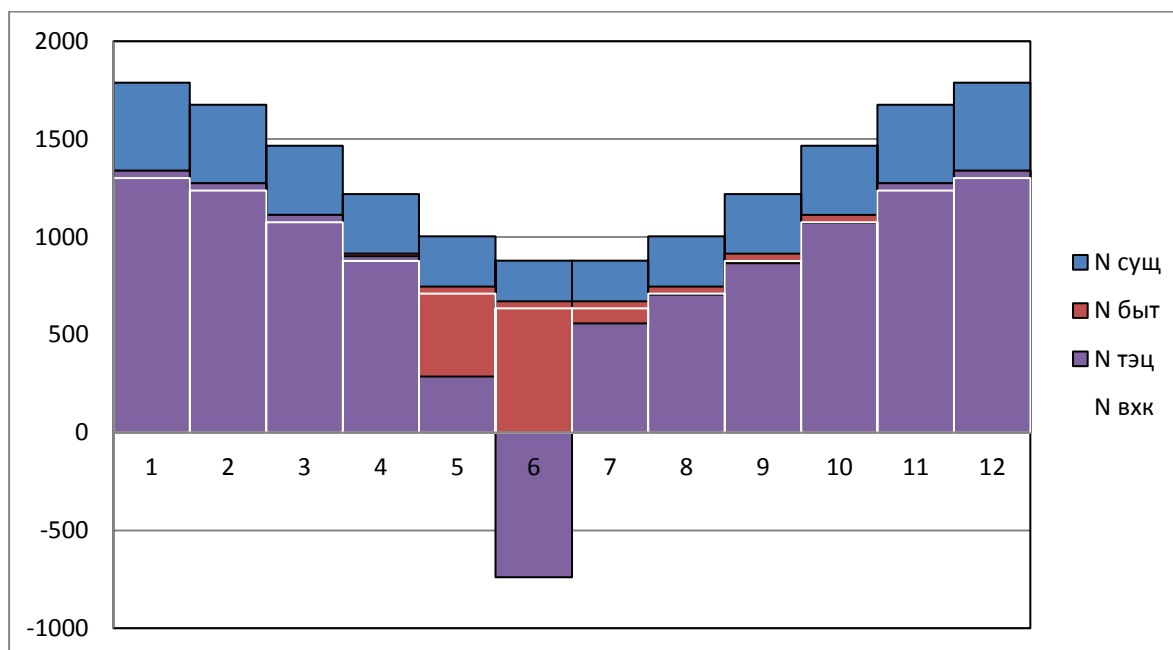


Рисунок 12 –Работа проектируемой ГЭС без регулирования

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет зарегулирования водохранилища. Поэтому в период половодья проектируемого гидроузла ГЭС работает с мощностями, соответствующими требованиям ВХК. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период. Наибольшее вытеснение тепловых мощностей достигнуто в декабре – январе месяце, за счет излишков воды, аккумулированных в водохранилище в период с мая по сентябрь месяц.

На рис.13 изображен режим работы проектируемой ГЭС без регулирования в графике среднемесячных нагрузок энергосистемы с учетом перераспределения мощности.

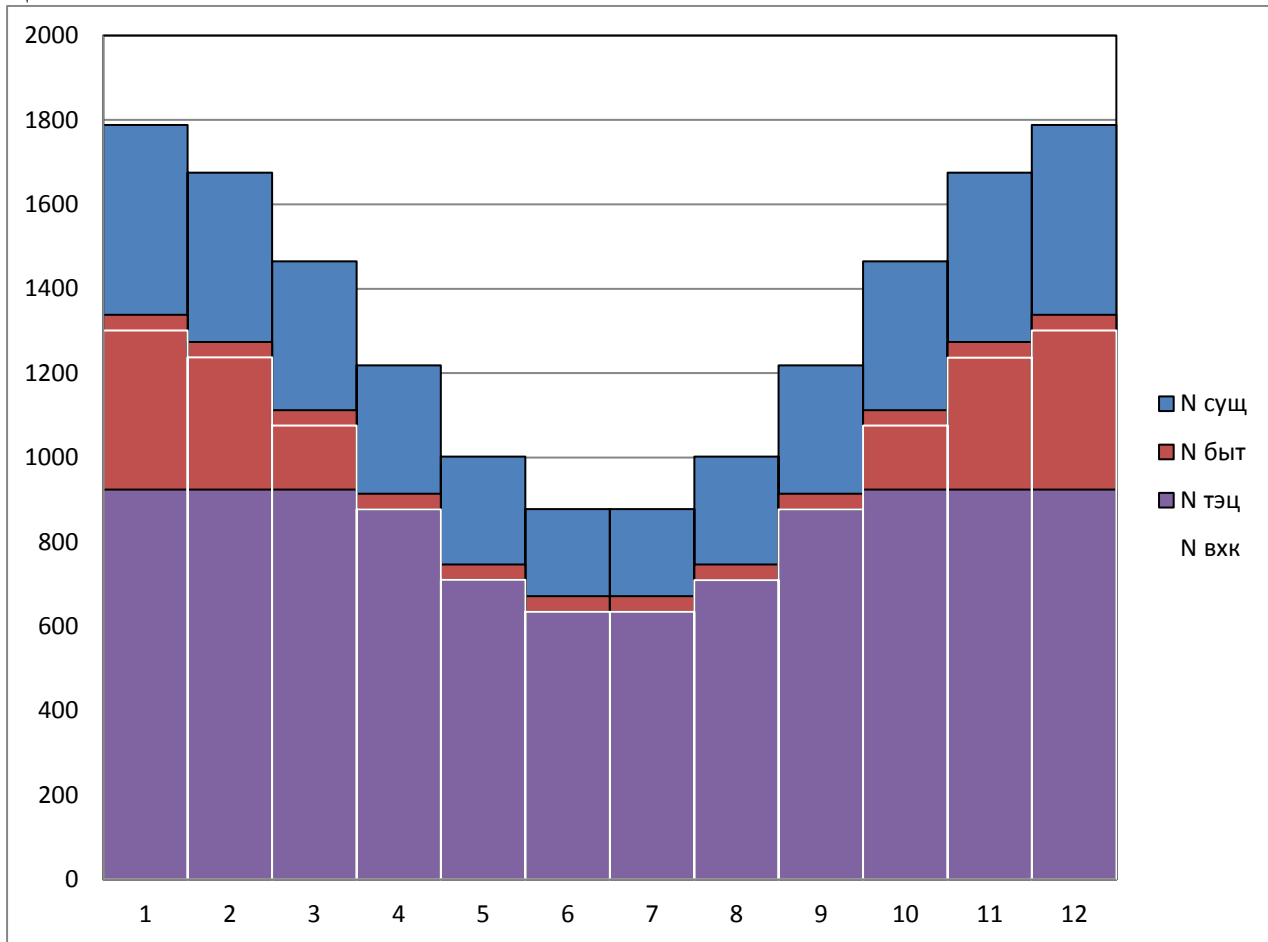


Рисунок 13 –Работа проектируемой ГЭС без регулирования

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 320$ м.

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является определение гарантированной мощности проектируемой ГЭС, отметки ВУМО, и полезного объема водохранилища.

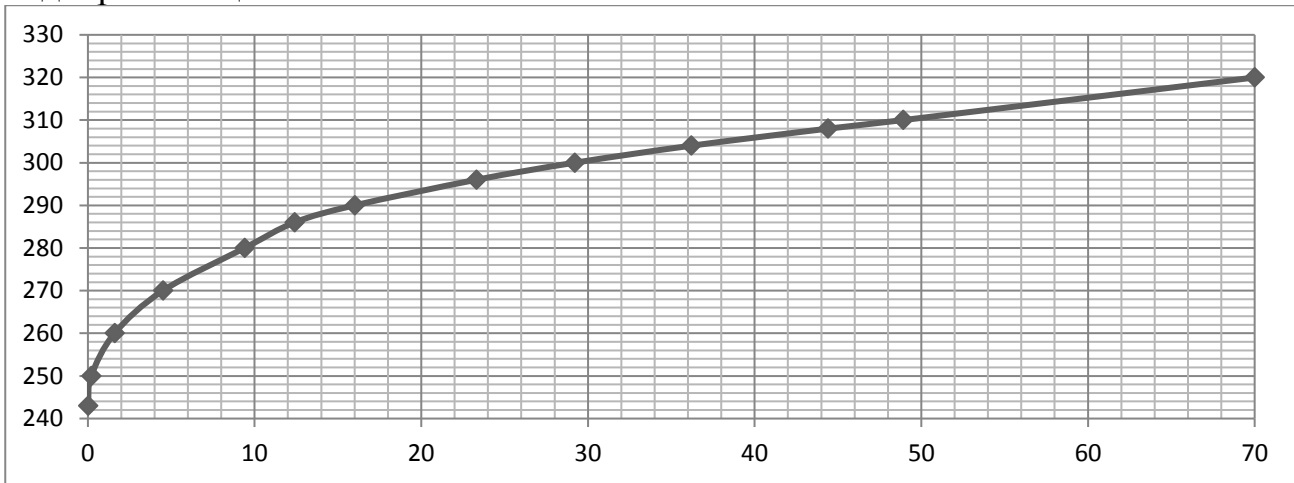


Рисунок 14- Кривая связи объемов водохранилища

Таблица 13– Режим работы проектируемой ГЭС

t мес	Qпр.90 %	Qв	$\Delta Q_{исп}$	$\Delta Q_{филт.р}$	$\Delta Q_{л.д}$	QГЭС	Qнб	Vвб Н	dV
10	68,82	219,1	0	1	-8	278,92	279,92	61,00	0,59
11	6,37	539,1	0	1	-10	534,47	535,47	60,41	1,40
12	1,12	662,1	0	1	-15	647,20	648,20	59,02	1,77
1	0,93	663,1	0	1	-10	653,03	654,03	57,24	1,78
2	0,74	559,1	0	1	-9	549,84	550,84	55,47	1,35
3	0,5	291,1	0	1	1	291,60	292,60	54,11	0,78
4	0,29	36,71	0	1	18	54,00	55,00	53,33	0,10
5	670,7	-648,70	0	1	33	54,00	55,00	53,24	-1,74
6	2232,72	2175,72	2	1	0	54,00	55,00	54,98	-5,64
7	172,77	-114,77	3	1	0	54,00	55,00	60,62	-0,31
8	62,16	-7,16	0	1	0	54,00	55,00	60,92	-0,02
9	73,94	-18,9	0	1	0	54,00	55,00	60,94	-0,05

Продолжение таблицы 13

Месяц	$V_{вб}$	$Z_{вб}$	$Z_{нб}$	Δh	H	$N_{гар}$
10	60,41	320	236,6	0,9	81,8	191,65
11	59,02	319,62	237,6	0,9	80,22	360,15
12	57,24	318,85	238,2	0,9	79,35	431,38
1	55,47	317,92	238,2	0,9	78,42	430,17
2	54,11	316,97	237,7	0,9	77,57	358,27
3	53,33	316,22	236,7	0,9	77,92	190,86
4	53,24	315,69	236,1	0,9	78,49	35,60
5	54,98	315,53	236,1	0,9	78,53	35,62
6	60,62	316,45	236,1	0,9	79,45	36,04
7	60,92	319,41	236,1	0,9	82,41	37,38
8	60,94	319,56	236,1	0,9	82,56	37,45
9	60,99	319,6	236,1	0,9	82,4	37,38



Рисунок 15- График сработки и наполнения проектируемой ГЭС в маловодный год

$$V_{УМО} = 315,5 \text{ м}; V_{пол} = V_{НПУ} - V_{УМО} = 61 - 50,9 = 10,1 \text{ км}^3.$$

Определим режим проектируемой ГЭС в суточных (зимнем, летнем) и годовых графиках максимальной нагрузки энергосистемы. $N_{гар}^{max} \rightarrow I, XII, \mathcal{E}_{гар}^{max} \rightarrow I, XII.$

$$\mathcal{E}_{гар}^{прГЭС} = N_{гар}^{прГЭС} \cdot 24 = 431 \cdot 24 = 10344 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Зная гарантированную выработку по построению определим $N_{раб}.$

Вписываем проектируемую ГЭС в ИКН для зимнего и летнего периодов.

Определяем вытесняющую мощность: $N_{выт.раб.}^{ГЭС} = 620 \text{ МВт}.$

2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку. Для этого мы определили ∇ УМО, выбрали $N_{уст.}$. Обеспечим выполнение следующего условия: $N_{ГЭС}^{пр} \leq N_{уст.}$. Возможно появление холостых сбросов, но $Q_{х.х} \rightarrow \min$.

Таблица 14 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году

t мес	Qпр.90 %	Qв	$\Delta Q_{исп}$	$\Delta Q_{фильтр}$	$\Delta Q_{лд}$	QГЭС	Qнб	Vвб Н	dV
10	123,12	342,6	0	1	-8	456,72	457,72	61,00	0,92
11	15,55	717,6	0	1	-10	722,15	723,15	60,08	1,86
12	4,6	844,6	0	1	-15	833,20	834,20	58,22	2,26
1	1,56	853,6	0	1	-10	844,16	845,16	55,96	2,29
2	0,86	756,6	0	1	-9	747,46	748,46	53,67	1,83
3	0,65	479,6	0	1	1	480,25	481,25	51,84	1,28
4	0,69	140,60	0	1	18	158,29	159,29	50,56	0,36
5	847,45	-825,45	0	1	33	54,00	55,00	50,19	-2,21
6	2821,51	-2764,51	2	1	0	54,00	55,00	52,41	-7,17
7	269,19	-211,1	3	1	0	54,00	55,00	59,57	-0,57
8	117,72	-62,72	0	1	0	54,00	55,00	60,14	-0,17
9	417,96	-268,0	0	1	0	148,96	149,96	60,30	-0,69

Продолжение таблицы 14

C	V _{вб}	Z _{вб}	Z _{нб}	Δh	H	$\bar{N}_{ГЭС}$
10	60,08	320	237,3	0,9	81,8	313,82
11	58,22	319,62	238,5	0,9	80,22	486,62
12	55,96	318,85	238,6	0,9	79,35	555,36
1	53,67	317,92	238,6	0,9	78,42	556,07
2	51,84	316,97	238,5	0,9	77,57	487,04
3	50,56	316,22	237,4	0,9	77,92	314,34
4	50,19	315,69	236,3	0,9	78,49	104,36
5	52,41	315,53	236,1	0,9	78,53	35,62
6	59,57	316,45	236,1	0,9	79,45	36,04
7	60,14	319,41	236,1	0,9	82,41	37,38
8	60,11	319,9	236,1	0,9	82,9	37,60
9	61,00	320	236,3	0,9	82,8	103,60

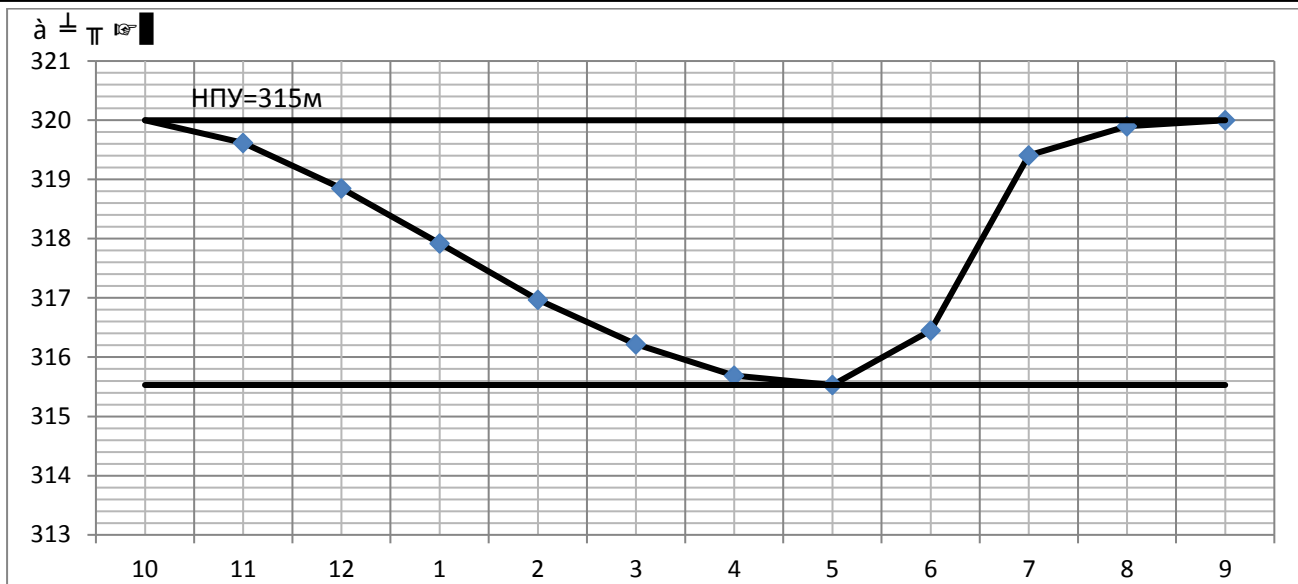


Рисунок 16– График сработки и наполнения водохранилища в средне водный год.

2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2,5% , аварийный резерв составляет 6,5% от . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} \quad (13)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 620 + 620 \cdot 0,025 = 635 \text{ МВт}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

(14)

$$N_{уст.}^{ТЭС} = 1404 \text{ МВт}$$

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 4 года.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{1050}{8} = 131,3 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{635}{8} = 80 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки 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.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{1404}{4} + \frac{1404}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} = 526,5 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}$$

Расчеты представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Сущ. ГЭС				Проект. ГЭС				ТЭС			
	N сист.	N н.р.	N а.р.	N раб. max	N н.р.	N ав.р.	N рем.	N раб. max	N н.р.	N ав.р.	N рем.	N раб. max	N н.р.	N а.р.	N рем.
1	2774	69	180	981	69	0	0	635	0	0	0	1382,35	0	180,31	0
2	2579	64	168	871	64	0	0	565	0	0	0	1363,48	0	167,64	0
3	2240	56	146	766	56	0	0	360	0	0	0	1290,00	0	145,60	0
4	1848	46	120	663	46	0	0	110	0	0	8	1150,90	0	120,12	0
5	1509	38	98	558	38	0	0	99	0	0	0	916,23	0	98,09	34,13
6	1314	33	85	450	33	0	0	52	0	0	0	828,65	0	85,41	229,13
7	1314	33	85	450	33	0	0	55	0	0	0	828,05	0	85,41	229,13
8	1509	38	98	558	38	0	0	67	0	0	0	914,93	0	98,09	34,13

Продолжение таблицы 15

9	1848	46	120	663	46	0	1 3 2	110	0	0	0	1149,40	0	120,12	0
10	2240	56	146	766	56	0	0	360	0	0	0	1290,00	0	145,60	0
11	2579	64	168	871	64	0	0	565	0	0	0	1363,48	0	167,64	0
12	2774	69	180	981	69	0	0	635	0	0	0	1382,35	0	180,31	0
	Уст.мощность			1050				565							

Таблица 16– Баланс энергии энергосистемы в средневодном году

Баланс энергии системы по средневодному году													
Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Н _{ср} , МВт	1788	1675	1465	1218	1002	878	878	1002	1218	1465	1675	1788	
Н _{гар} ^{сущ.ГЭС} , МВт	450	401,4	352,8	304,2	255,6	207	207	255,6	304,2	352,8	401,4	450	
Н _{гар} ^{пр.ГЭС} , МВт	524	459	297	99	34	34,9	35,6	35,7	99	297	459	523,7	
Н _{ТЭС} , МВт	815	815	815	815	712	636,2	635,5	711	815	815	815	815	

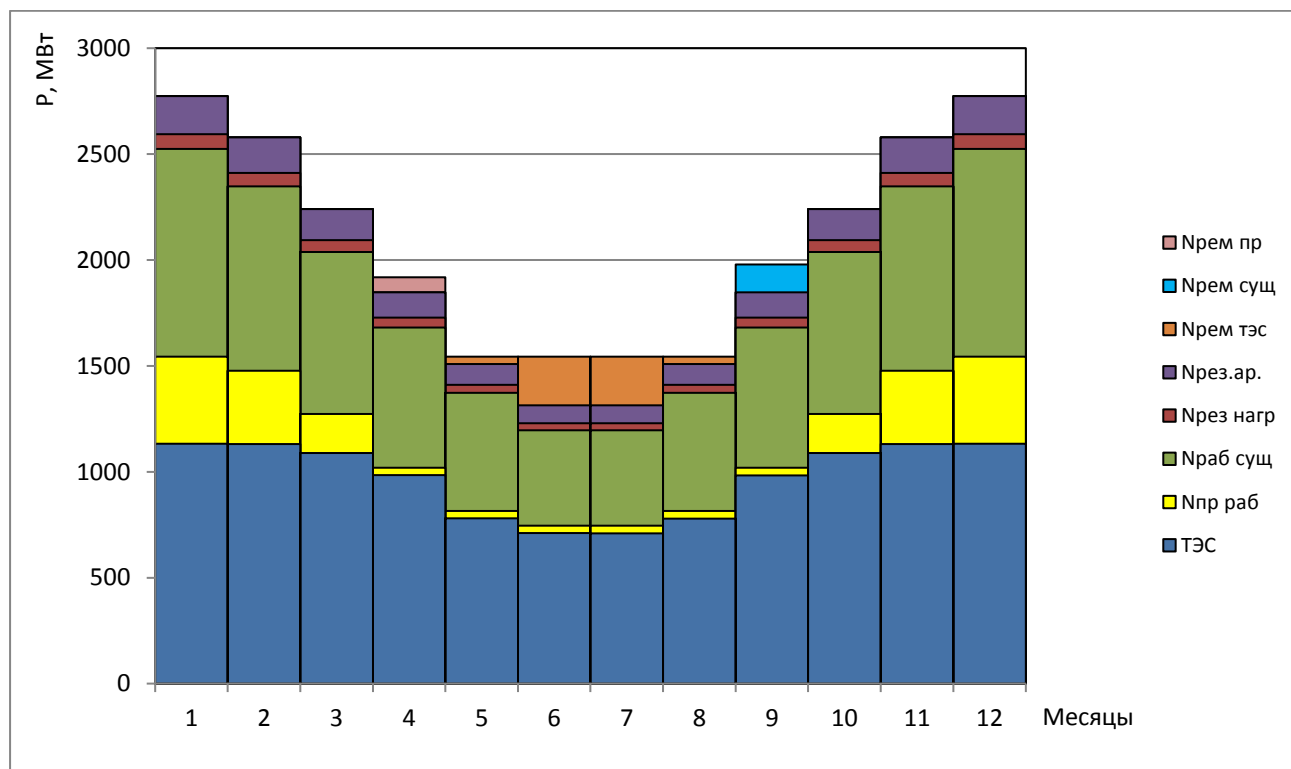


Рисунок 17 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ

Лист

37

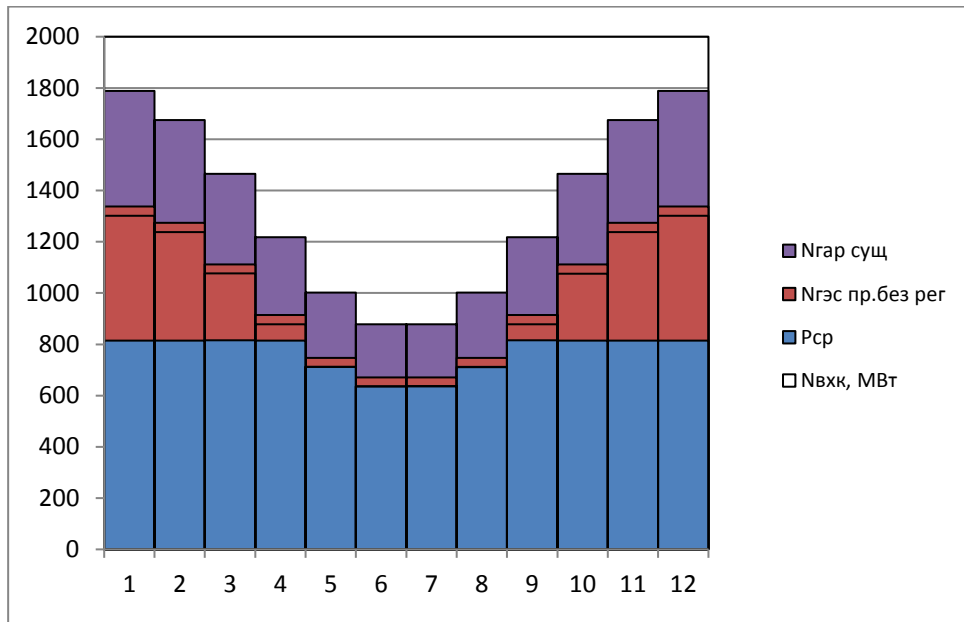


Рисунок 18 – Баланс энергии энергосистемы

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ

3 Выбор основного энергетического оборудования

3.1. Выбор числа и типа 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 уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс} \quad (3.1)$$

Определение ограничения работы турбин:

1) ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением (3.2).

$$N_{уст}^p = k_N Q_{ГЭС} H_{ГЭС}. \quad (3.2)$$

2) ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости (3.3)

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \sqrt{H_{ГЭС}} / \sqrt{H_p^N}. \quad (3.3)$$

Таблица 31–Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по $N_{уст}^p$		Линия ограничения пропуск. способности		Линия ограничения по $Q_{вкк}$	
Z_{42M}	$Q_{л}^2$, м ³ /с	$Q_{з}^{(6)}$, м ³ /с	$H_{нбл}$, м	$H_{нбз}$, м	$H_{z\ominus-1}$, м	H , м	Q , м ³ /с	H , м	Q , м ³ /с	H , м	Q , м ³ /с
237,3	55	40	82,7	81,2	77,7	74	1099,94	74	993,77	74	55,00
237,73	100	74	82,27	80,77	77,27	74,5	1092,56	74,5	997,12	74,5	55,00
238,5	400	294	81,5	80	76,5	75	1085,27	75	1000,46	75	55,00
239	800	588	81	79,5	76	75,5	1078,08	75,5	1003,79	75,5	55,00
239,3	1000	740	80,7	79,2	75,7	76	1070,99	76	1007,11	76	55,00
239,4	1027	760	80,65	79,15	75,65	76,5	1063,99	76,5	1010,41	76,5	55,00
240,4	2000	1471				77	1057,08	77	1013,71	77	55,00
						77,5	1050,26	77,5	1017,00	77,5	55,00
						78	1043,53	78	1020,27	78	55,00
						78,5	1036,88	78,5	1023,54	78,5	55,00
						79	1030,32	79	1026,79	79	55,00

						79,5	1023,84	79,5	1030,04	79,5	55,00
						80	1017,44	80	1033,27	80	55,00
						80,5	1011,12	80,5	1036,49	80,5	55,00
						81	1004,88	81	1039,71	81	55,00

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

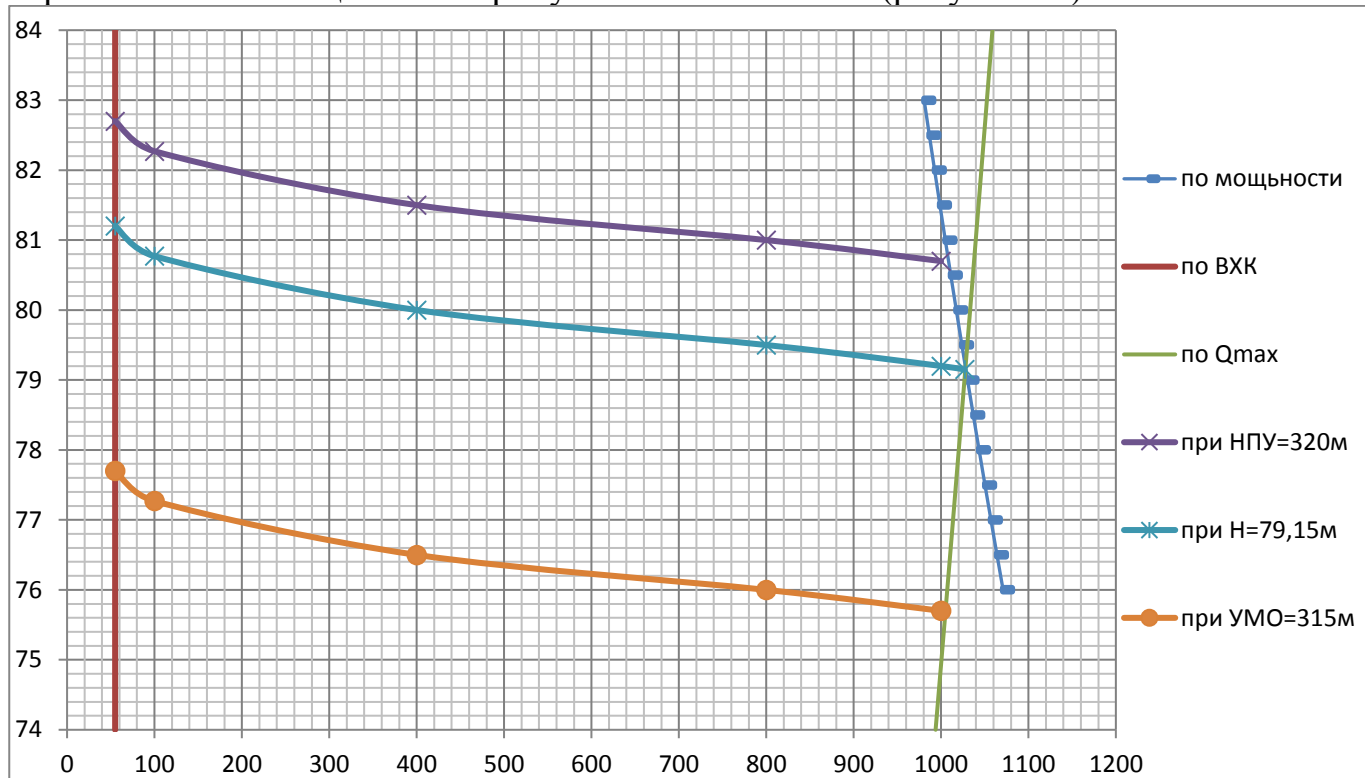


Рисунок 19– Режимное поле Чиркуокской ГЭС по напору и расходу

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 79,15$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 75,7$ м;
- максимальный напор $H_{max} = 82,7$ м;
- минимальный расход $Q_{min} = 55$ м³/с;
- максимальный расход $Q_{max} = 1027$ м³/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) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует ПЛД90-В, РО 115-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2–Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛД 90-В	Турбина РО 115-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$	90	115
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	85	74,5
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{л/с}$	820	900
Оптимальный КПД модели		0,921	0,927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{max}, \text{л/с}$	1000-1200	1080
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{max}	0,26-0,38	0,12-0,15
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1м}, \text{м}$	0,46	0,515
Напор модельной турбины	$H_m, \text{м}$	4	4
Температура	$t_m, ^\circ\text{C}$	16	2

Выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин. КПД натурной турбины определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_m}} \right), \quad (3.4)$$

где ν_m, ν_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды ($\nu_m = 1,64 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$, $\nu_H = 1,16 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ для ПЛД90-В и РО115-В соответственно); ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ().

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.5)$$

где η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем).
 Рассчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a .

Синхронная частота вращения:

$$n_c = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, (3.6)$$

где n'_p – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ; – поправка при переходе от модели к натуре.

Приведенные частоты вращения соответствующие известным напорам:

$$n'_{1H_{max}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta p H_{max}}}; n'_{1H_p} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta p H_p}}; n'_{1H_{min}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta p H_{min}}} \quad (3.7)$$

Результаты расчета приведены в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3–Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛД90-В

D₁, м	8,50	8,00	7,50	7,10	6,30	6,00	5,60	5,00	4,75
ηг	0,946	0,946	0,945	0,945	0,944	0,944	0,943	0,943	0,942
N'агр, МВт	575,62	509,69	447,78	401,15	315,59	286,15	249,15	198,46	179,05
Z'a, шт	1,10	1,25	1,42	1,58	2,01	2,22	2,55	3,20	3,55
Za, шт	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00	4,00	4,00
Naгр, МВт	317,50	317,50	317,50	317,50	211,67	211,67	211,67	158,75	158,75
ΔI	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n'c1, об/мин	90,96	96,62	103,04	108,83	122,60	128,71	137,87	154,35	162,44
nc1, об/мин	93,80	100,00	107,10	115,40	125,00	136,40	142,80	166,70	166,70
n1min, об/мин	89,63	89,95	90,34	92,16	88,62	92,11	90,02	93,87	89,19
n1p, об/мин	87,66	87,97	88,35	90,13	86,66	90,08	88,04	91,80	87,23
n1max, об/мин	85,75	86,06	86,43	88,18	84,78	88,13	86,13	89,81	85,33

Таблица 3.4–Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины РО115-В

D₁, м	6,30	6,00	5,60	5,00	4,75	4,50	4,25	4,00	3,75
ηг	0,936	0,936	0,935	0,934	0,934	0,934	0,933	0,933	0,932
N'агр, МВт	241,15	218,64	190,36	151,62	136,78	122,71	109,40	96,86	85,08
Z'a, шт	2,63	2,90	3,34	4	4,64	5,18	5,80	6,56	7,46
Za, шт	3,00	3,00	4,00	4,00	5,00	6,00	6,00	7,00	8,00
Naгр, МВт	211,67	211,67	158,75	127,00	127,00	105,83	105,83	90,71	79,38
ΔI	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n'c1, об/мин	108,02	113,40	121,46	135,07	142,15	150,01	158,80	168,68	179,88
nc1, об/мин	115,40	115,40	125,00	136,40	142,80	150,00	166,70	187,50	187,50
n1min, об/мин	81,39	77,52	78,40	76,93	76,53	76,17	79,97	84,68	79,41
n1p, об/мин	79,59	75,82	76,67	75,23	74,84	74,49	78,21	82,81	77,66
n1max, об/мин	77,87	74,17	75,01	73,60	73,22	72,88	76,51	81,02	75,97

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, выбираем турбины: ПЛД90-В-630 и РО115-В-500.

ПЛД90-В с $D_1=6,3$ м, $Z_a=3$, $n_c=125$ об/мин.

РО115-В-500 с $D_1=5$ м, $Z_a=4$, $n_c=136,4$ об/мин.

На главных универсальных характеристиках проводим линии n'_{max} , n'_p , n'_{min} . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на УХ на линии n'_p подбираем такое сочетание Q' и η_T , чтобы выполнялось равенство:

$$(3.8)$$

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии n'_{max} соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.8) вместо H_p максимальный напор.

Расчетные значения приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчетные значения для построения зоны работы

Параметры	ПЛД 90-В-630	РО 115-В-500
$Q'_i \cdot \eta_T(H_p)$	0,804	0,958
Q'_i	0,850	1,025
η_T	0,944	0,935
$Q'_i \cdot \eta_T(H_{max})$	0,753	0,897
Q'_i	0,800	0,960
η_T	0,944	0,935

3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

$$(3.9)$$

Число агрегатов, обеспечивающих минимальный расход равно единице.

Таблица 3.7 – Расчетные значения для построения линии ограничения по минимальному расходу.

Параметры	ПЛД 90-В-630	РО 115-В-500
$Q'_{1(Hmin)}$	149,42	246,76
$Q'_{1(Hmax)}$	156,18	236,09

Исходя из условий работы при минимальном расходе, турбина ПЛД90-В-630 не подходит, т.к. зона ее работы выходит за пределы изолиний КПД. Следовательно необходимо уменьшить ее диаметр.

$$Q'_{1(Hmin)} = \frac{55}{4,25^2 \cdot \sqrt{1,05 \cdot 75,7}} = 0,343 \text{ м}^3/\text{с} = 343 \text{ л/с}$$

$$Q'_{1(Hmax)} = \frac{55}{4,25^2 \cdot \sqrt{1,05 \cdot 82,7}} = 0,328 \text{ м}^3/\text{с} = 328 \text{ л/с}$$

Таблица 3.8 – Расчетные значения для построения зоны работы

Параметры	ПЛД 90-В-4,25	РО 115-В-500
$Q'_i \cdot \eta_T(Hp)$	1,060	0,96
Q'_i	1,124	1,03
η_T	0,944	0,94
$Q'_i \cdot \eta_T(Hmax)$	0,993	0,90
Q'_i	1,000	0,96
η_T	0,944	0,94

3.3 Определение отметки колеса гидротурбины

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$Z_{\text{кол}} = Z_{\text{НБ}} + H_{\text{отс}} + \frac{V^2}{2g} \quad (3.10)$$

где $Z_{\text{НБ}}$ - отметка уровня воды в НБ при Q' , соответствующем расчётному значению высоты отсасывания $H_{\text{отс}}$.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_{\text{отс}} = \frac{V^2}{2g} + \frac{V_0^2}{2g} - \frac{V_1^2}{2g} \quad (3.11)$$

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

$Z_{\text{НБ}}$ - отметка НБ при данном расходе;

$k = 1,1 - 1,2$ – коэффициент запаса по кавитации;

k_1 - коэффициент кавитации;

$\Delta Z_{\text{х.пл.}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной

турбин, для ПЛ турбин $\Delta Z_{\text{х.пл.}} = 0$, для ПЛД 90-В-425

$$\Delta Z_{1262} = V_0/2; \quad \textcircled{5} = \textcircled{53} D_{14}/D_{13}$$

где $\textcircled{1}_{33}=0,115$ м,

$D_{13}=0,46$ м (см.рис.17),

$D_{14}=4,25$ м.

$$\textcircled{1}_5=0,115 \cdot 4,25 / 0,46 = 1,06 \text{ м};$$

$$\sqrt{Z}_{1262} = 1,06 / 2 = 0,53 \text{ м.}$$

для РО 115-В-560

где $\textcircled{1}_{33}=0,163$ м,

$D_{13}=0,515$ м (см.рис.17),

$D_{14}=5$ м.

$$\textcircled{1}_5=0,163 \cdot 5 / 0,515 = 1,58 \text{ м};$$

$$\sqrt{Z}_{1262} = 1,58 / 2 = 0,79 \text{ м.}$$

Высота направляющего аппарата гидротурбины пересчитывается с модельной турбины.

3.3.1 Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ

Для турбины ПЛД 90-В-425

$$n' = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_a}} = \frac{187,5 \cdot 4,25}{\sqrt{1,04 \cdot 82,7}} = 85,9 \text{ об} \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

На универсальной характеристике проводим линию $n' = 85,9$ об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\lambda = 0,25$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $\sqrt{Z}_{\text{нб}}(Q_a) = 238,1$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{238,1}{900} - 1,1 \cdot 0,25 \cdot 82,7 + 0,53 = 8,4 \text{ м}$$

Для турбины РО 115-В-500

Координаты точки: $Q_{\text{агр}} = 210 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ и $H_a = 82,7$ м.

$$n' = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_a}} = \frac{136,4 \cdot 5}{\sqrt{1,04 \cdot 82,7}} = 74,8 \text{ об} \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		45

На универсальной характеристике проводим линию $n' = 74,8$ об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,122$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $\nabla Z_{\text{нб}}(Q_a) = 238$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{238}{900} - 1,1 \cdot 0,122 \cdot 82,7 + 0,79 = -0,24 \text{ м}$$

3.3.2 Работа 1 агрегата с установленной мощностью при отметке Нр.

Для турбины ПЛД 90-В-425.

$Q_{\text{агр}} = 354 \text{ м}^3/\text{с}$ и $H_p = 79,15 \text{ м}$; $\sigma = 0,31$; $\nabla Z_{\text{нб}}(Q_a) = 237,6$ м;

$$H_s = 10,33 - \frac{237,6}{900} - 1,1 \cdot 0,31 \cdot 79,15 + 0,53 = -16,7 \text{ м.}$$

Для турбины РО115-В-500.

$Q_{\text{агр}} = 975 \text{ м}^3/\text{с}$ и $H_a = 79,15 \text{ м}$; $\sigma = 0,12$; $\nabla Z_{\text{нб}}(Q_a) = 237,2$ м;

$$H_s = 10,33 - \frac{237,2}{900} - 1,1 \cdot 0,12 \cdot 79,15 + 0,79 = 4 \text{ м.}$$

3.3.3 Работа 1 гидроагрегата при минимальном напоре с соответствующей мощностью на линии ограничения

Для турбины ПЛД 90-В-425.

Для нее: $Q_{\text{агр}} = 343 \text{ м}^3/\text{с}$ и $H_{\text{min}} = 75,7 \text{ м}$; $\sigma = 0,27$; $\nabla Z_{\text{нб}}(Q_a) = 237,5$ м.

$$H_s = 10,33 - \frac{237,5}{900} - 1,1 \cdot 0,27 \cdot 75,7 + 0,53 = -11,8 \text{ м.}$$

Для турбины РО115-В-500.

Для нее: $Q_{\text{агр}} = 246 \text{ м}^3/\text{с}$ и $H_{\text{min}} = 75,7 \text{ м}$; $\sigma = 0,115$; $\nabla Z_{\text{нб}}(Q_a) = 237,2$ м.

$$H_s = 10,33 - \frac{237,2}{900} - 1,1 \cdot 0,115 \cdot 75,7 + 0,79 = 1,28 \text{ м.}$$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		46

Полученные результаты представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.9–Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
ПЛД 90-В-425	6	3	125	211,67	-8,4	-16	-11,8
РО115-В-500	5,6	4	115,4	158,75	-0,24	4	1,28

Выбираем по условиям экономичности турбину РО115-В-500. Из всех полученных расчетных значений H_s выбираем наименьшее $H_{s1} = -0,24$ м.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (3.13)$$

где $\cos \varphi = 0,81-0,9$.

$$S_{\text{ном}} = \frac{158,75}{0,85} = 186,7 \text{ МВА},$$

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{136,4} = 44$$

Выбираем генератор СВ – 1240/245– 44.

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме для турбины РО 115-В определим тип маслонапорной установки: МНУ 8/1- 40 –8–2

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 8 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом ГА 8/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 8 м³ с двумя насосами.

Таблица 3.10 – Габаритные размеры ГА 8/1 – 40

Обозначение	Размеры, мм				
	D	D ₁	H	D _H	d
ГА 8/1 – 40	1040	1100	2800	100	40

Таблица 3.11 – Габаритные размеры МА8– 2

Обозначение	Размеры, мм											
	B	B ₁	B ₂	L	L ₁	L ₂	L ₃	H	H ₁	H ₂	H ₃	H ₄
МА 8-2	2500	2716	1600	2500	2716	3030	1800	1300	1200	910	780	160

Выбираем регулятор Р-150.

Насос - 3В63/40ГТ: число сосудов – 1 шт, подача – 13,9 л/с, мощность - 72 кВт.

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

Общая масса МНУ – 17 т.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы 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.

Проектируемая ГЭС работает на энергосистему Якутии. Передача электроэнергии осуществляется на напряжении 220 кВ. Одним из первых вопросов, решаемых при проектировании, является выбор вида блоков на ГЭС. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупненные блоки с несколькими генераторами, присоединенными к общему трехфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. Отметим, что укрупнение блоков экономически выгодно за счет снижения стоимости на используемое высоковольтное оборудование, однако, в связи с небольшим количеством агрегатов (четыре), целесообразно применение единичного блока из условий требования надежности. Также если учесть аварийный резерв, который составляет 6,5% или 182 МВт, то мы увидим что мощность укрупненного блока его превышает ($N=350$ МВт).

Рассмотрим вопрос о необходимости применения генераторных выключателей. Применение генераторных выключателей уменьшает число коммутаций в РУ и повышает надежность работы РУ за счет локализации отказов генератора и турбины. Генераторные выключатели необходимы в единичных блоках, если РУ выполняются по кольцевым схемам (многоугольник, 4/3, 3/2 и т.п.). Таким образом, применение генераторных выключателей, для данной ГЭС, обосновано с экономической и технической точек зрения и не требует проведения дополнительных технико-экономических расчетов.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		49

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

18.57.8(12)127544812(10)167(11)9.575(13)

Гидрогенератор типа СВ -1260/235 – 48

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$	МВА	180
Номинальная активная мощность	$P_{\text{НОМ}}$	МВт	153
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}}$	кВ	15,75
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ}}$	кА	6,6
Номинальная частота вращения	$n_{\text{НОМ}}$	об/мин	115,4
Сопrotивление обмотки статора	X_d	о.е.	0,73
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,29
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,919
Система возбуждения	Независимая тиристорная		
Исполнение	зонтичное		

18.57.8(12)127544812(10)167(11)9.575(13)

Выбор трансформаторов включает в себя определение типа и номинальной мощности.

На ответвлении к блоку присоединена только нагрузка СН , поэтому

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции составляет 1% от $S_{\text{Гном}}[5]$:

$$S_{\text{сн.}} = 0,01$$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		51

Расчетный ток через одну линию:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		52

2. мостик (рисунок 24);
3. Две системы шин с четырьмя выключателями на три цепи (схема «4/3») (рисунок 25).

Согласно современной политике РусГидро, оптимальным считается тот вариант, который выполняет заданные функции с высоким уровнем надежности при минимуме затрат.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		53

Рисунок 24– Схема мостик

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		54

4.4 Расчет токов короткого замыкания

Структурная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 25. Для генераторного выключателя В1 расчетной является точка К-1 (на выводах генератора). Выключатель В2 КРУЭ-220 кВ, выбирают по суммарному току КЗ в точке К-2.

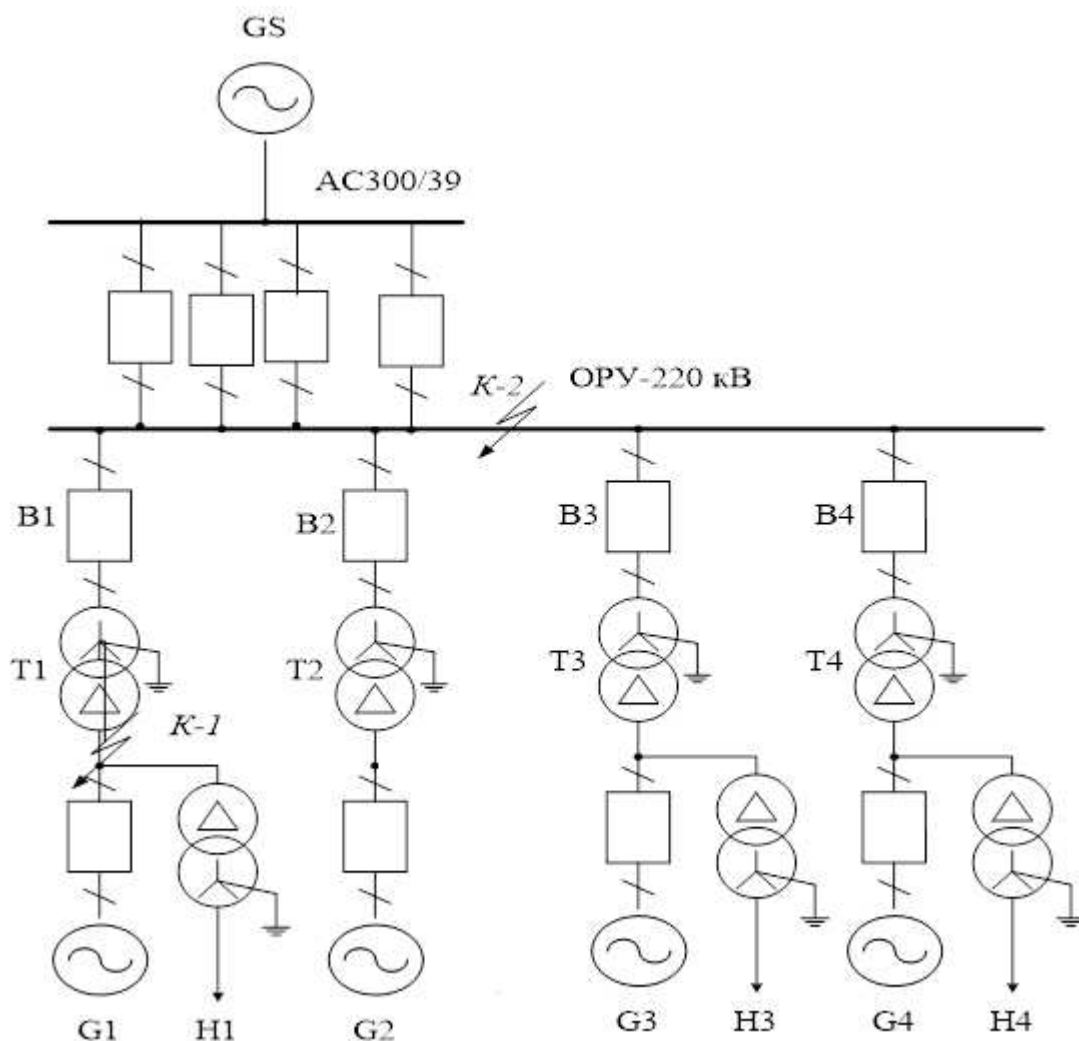


Рисунок 26 - Расчетная схема

4.4.1 Составление схемы замещения

Все сопротивления короткозамкнутой цепи приведем к базисным условиям и выразим в относительных единицах.

Предварительно принимаем базисную мощность $S_6=1000\text{MVA}$.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

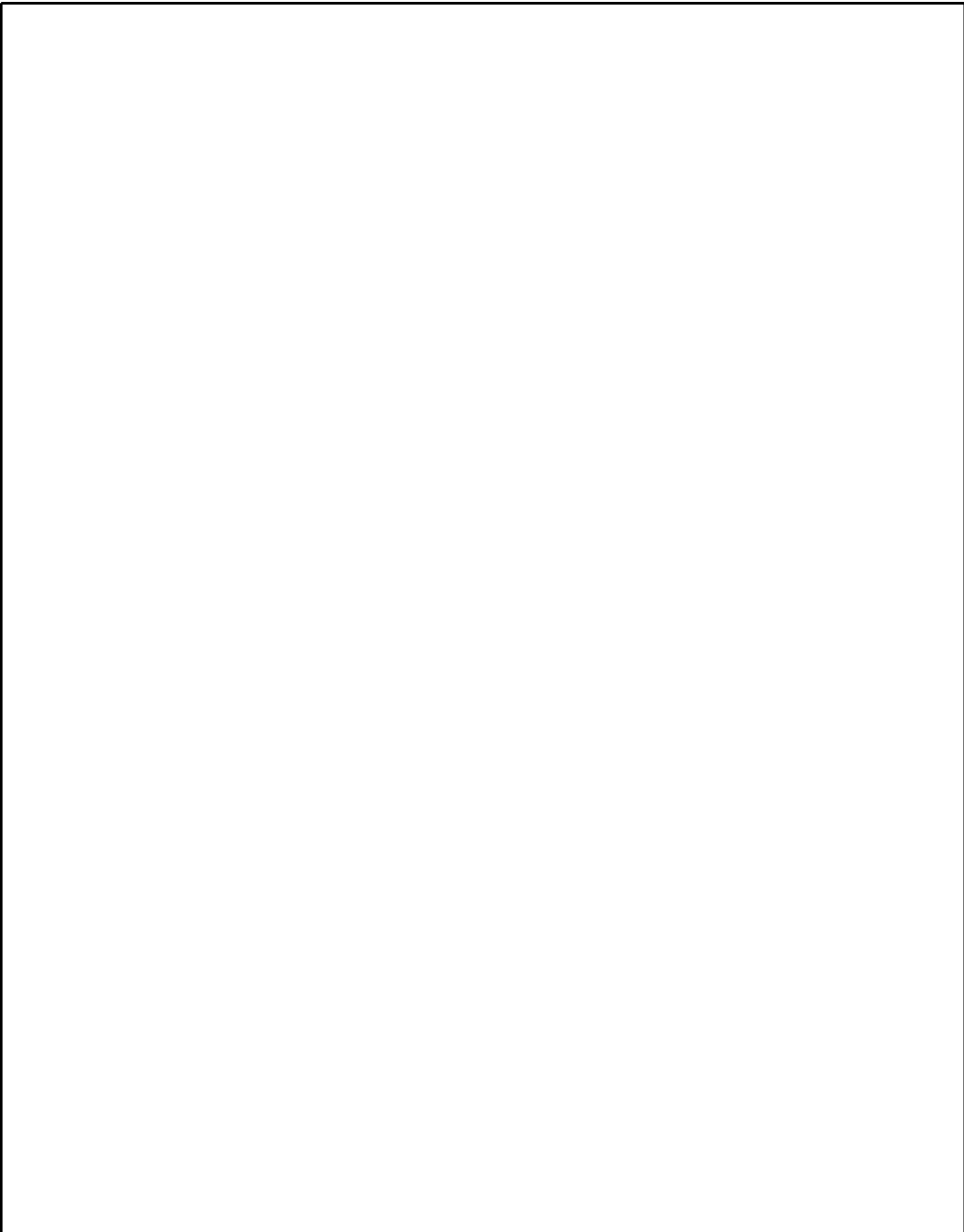
Для каждой точки КЗ будут свои базисные напряжение и ток:

$$I_6 = S_6 /$$

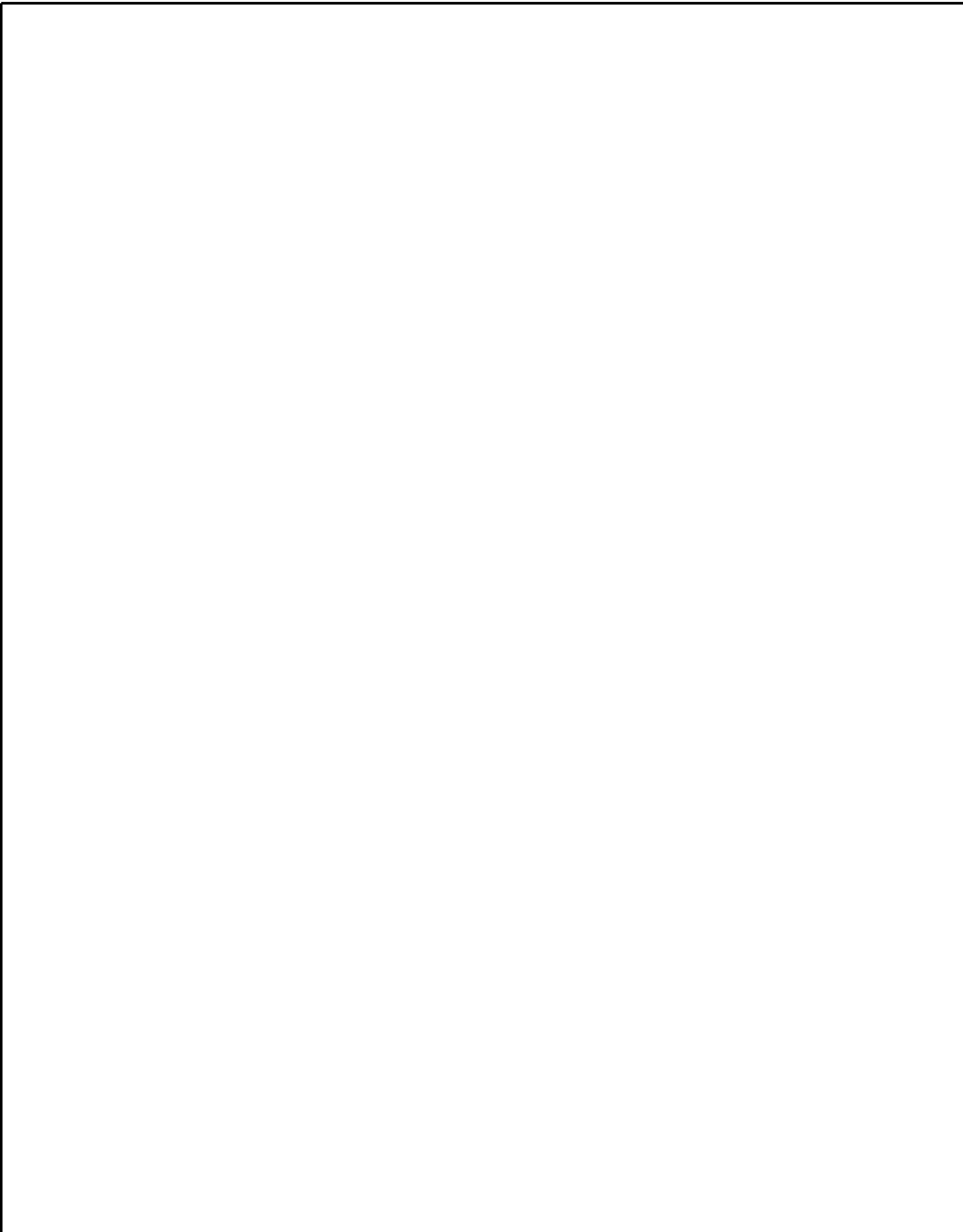
					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		56

$X_{14} = \dots = X_{17} = X_{CH} =$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		58



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		59

В рассматриваемом случае в месте КЗ расчетная схема делится на две независимые части (эквивалентная система и генератор G1). Составим расчетную схему замещения, в которой все элементы учитываются только их активными сопротивлениями. Полученную схему замещения представим на рисунке 28.

Значения постоянной времени T_a для генераторов ГЭС и системы GS 220 кВ равны $T_{aG} = 0,45$ с, $T_{GS} = 0,08$.

Тогда сопротивления определяются следующим образом:

$$R_G = R_1 = R_2 =$$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		60

Определение суммарного активного сопротивления характерных ветвей схемы относительно точки КЗ К-1:

$$R_{10} =$$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		61

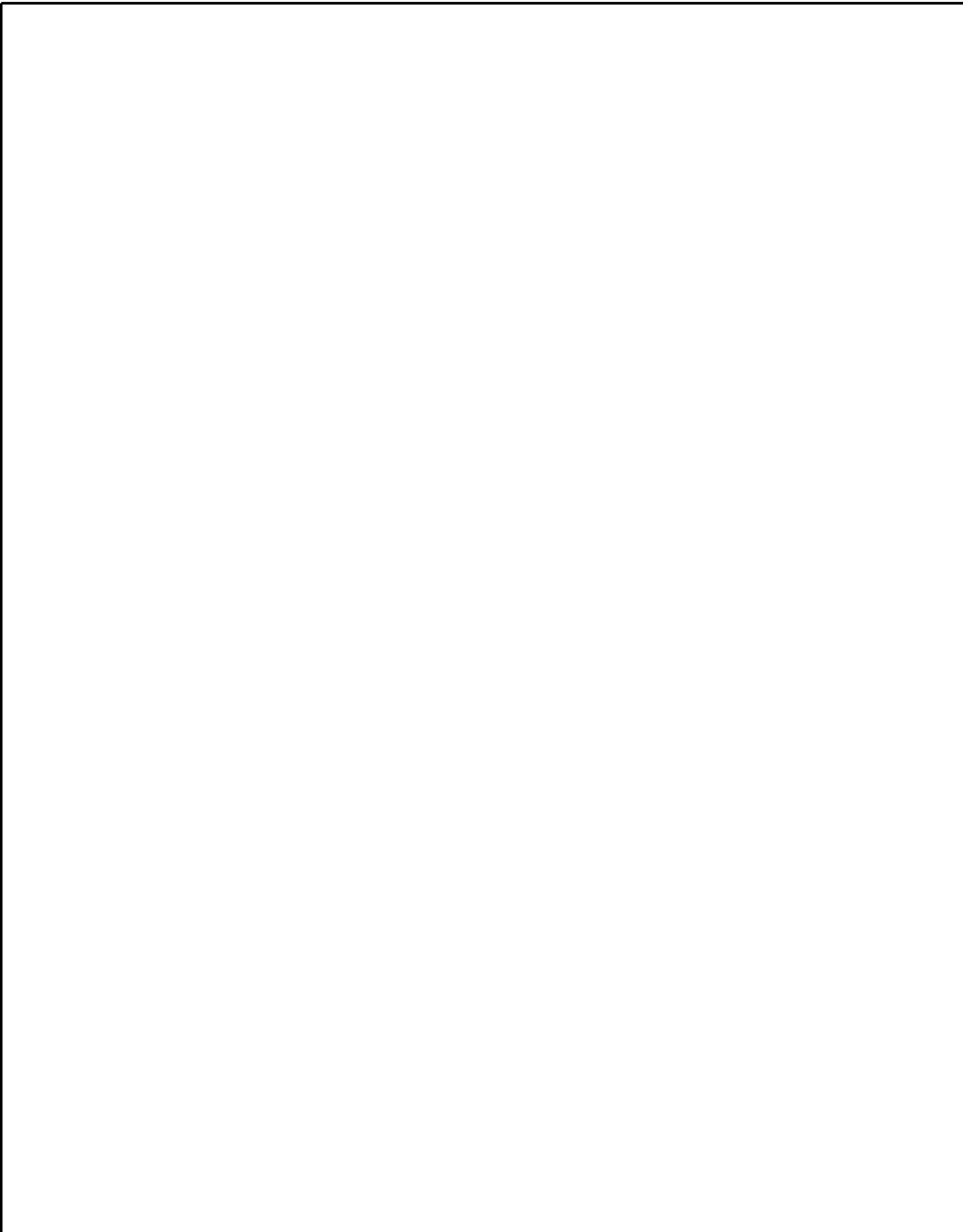
$$t_{c.o} = 0,03 \text{ с.}$$

Расчетное время КЗ определим по формуле:

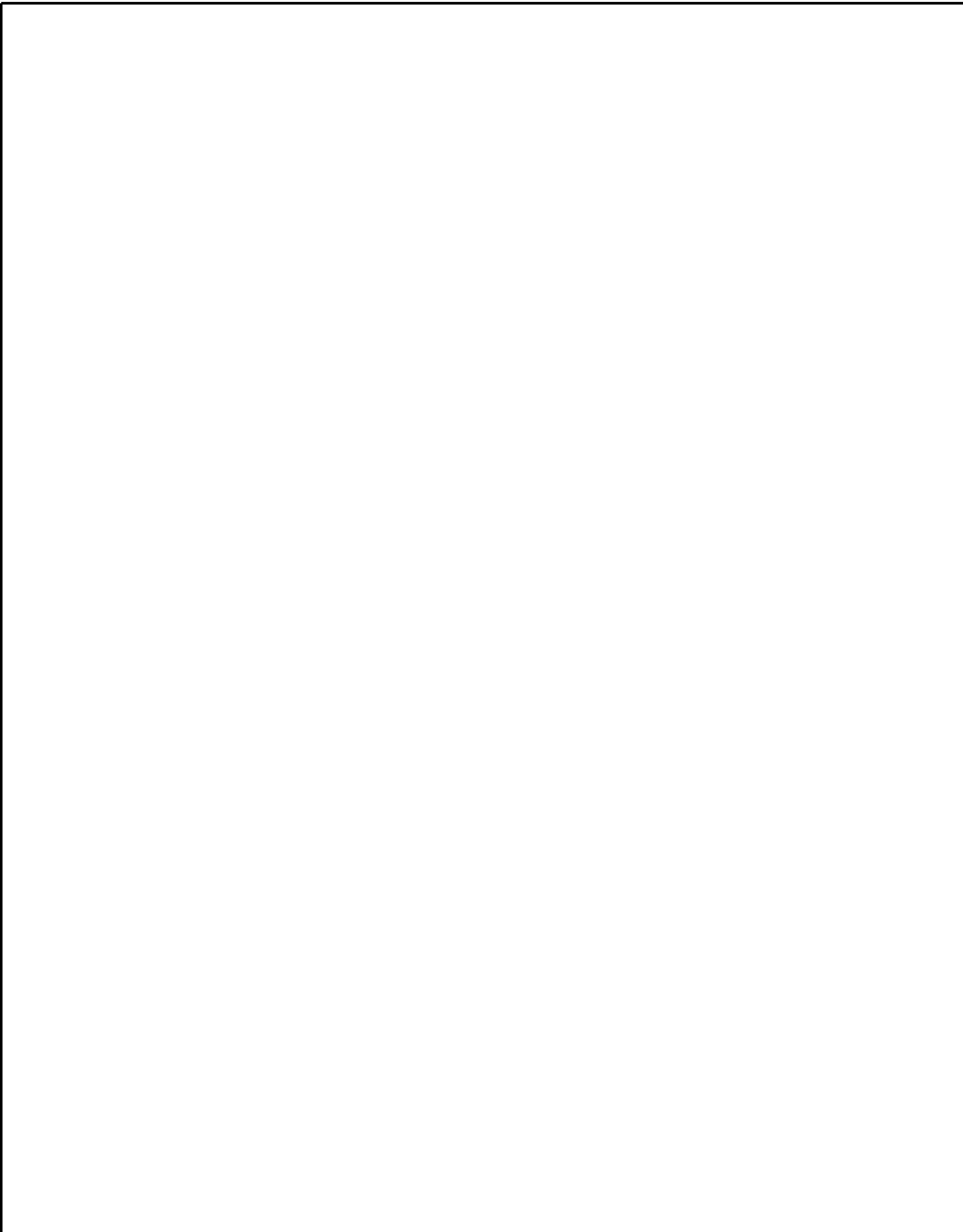
					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		62



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63



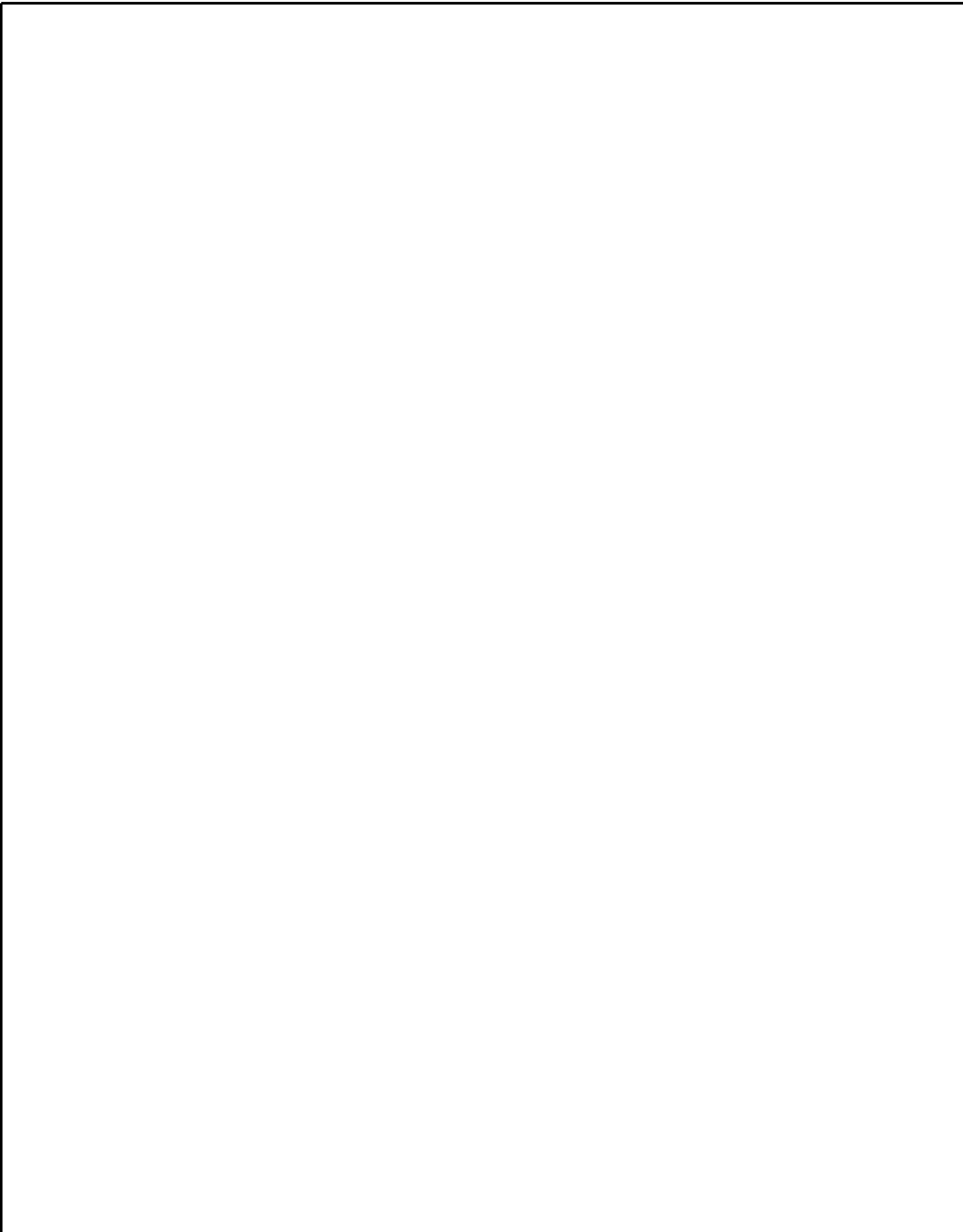
					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		64



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		65

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в именованных единицах, используя значение базисного тока для ступени КЗ (

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		66



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

Предварительно оценим удаленность источников КЗ и найдем значения токов, необходимых для использования типовых кривых. Начальный ток КЗ генераторов

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		68



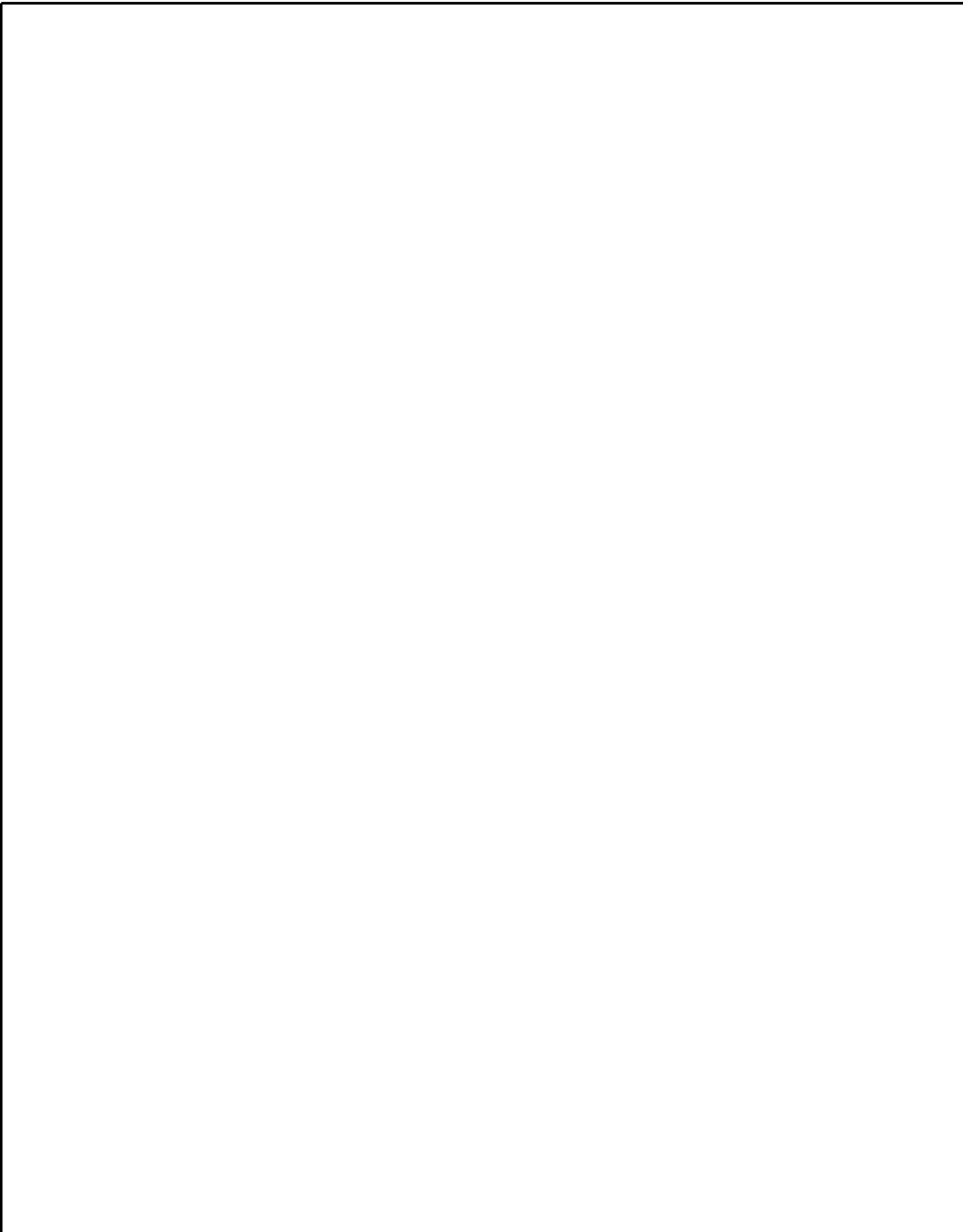
					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69



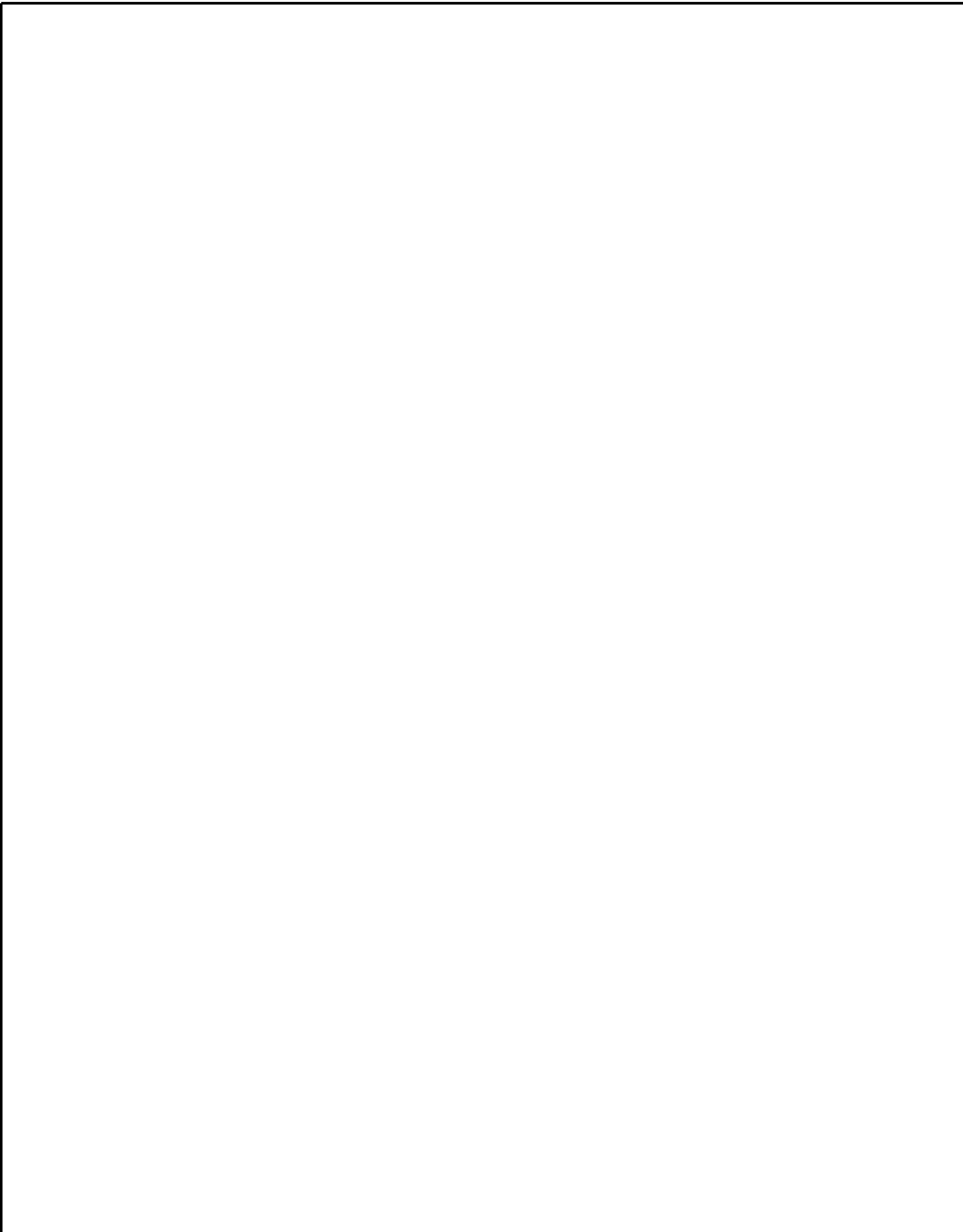
					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		71



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		72



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		73

(генераторы, система GS) заменяются одним эквивалентным источником, ЭДС которого считается неизменной по амплитуде. Индуктивное сопротивление принимается равным результирующему эквивалентному сопротивлению

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		74

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение аппарата или кабеля.

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

$$I_{G_{\text{Г}}(02)_{\text{max}}} = 1,05 I_{G_{453}}. \quad (58)$$

⑬ 67,1(6) 2,4(1) 7,8(4) 9,4(8) 129,5(13) 7,0(5) 14,5(7) 3(11)

Расчетный ток присоединения генераторов G₁ – G₄ 15,75 кВ

$$I_{G_{\text{Г}}(02)_{\text{max}}} = 1,05 \cdot I_{G_{453}} = 1,05 \cdot S_{G_{\text{НОМ}}} / ($$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		75

$$I_{\text{max}} = 1,05 \cdot 2,5 / (\dots)$$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		76

В

соответствии с новой технической политикой РусГидро принимаем КРУЭ ELK-14, т.к. ГЭС работает в сложных природных условиях.

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.

4.5.3 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбор ОПН производится в зависимости от напряжения в месте его установки:

$U_{ном}$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		77

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Устройства релейной защиты и электроавтоматики (РЗА), в том числе противоаварийной автоматики, по принципам действия, уставкам, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы энергосистем и постоянно находиться в работе, кроме устройств, которые выводятся из работы в соответствии с назначением и принципом действия, режимом работы энергосистемы и условиями селективности.

Ниже рассматриваются защиты элементов главной схемы ГЭС:

- генератора,
- трансформатора,
- линии.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке различные виды защит на основном оборудовании [17].

Защиты генератора СВ -1260/235-48:

- 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 (от однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора);
- защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого 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;

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		78

- устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

Защиты силового трансформатора ТДЦ-250000/220:

- продольная дифференциальная защита (от повреждений на вводах и внутренних повреждениях);
- газовая защита (от внутренних повреждений);
- защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора);
- контроль уровня масла в расширительном баке;
- защита от однофазных замыканий на землю в сети 220 кВ;
- МТЗ;
- контроль изоляции вводов 220 кВ;
- контроль изоляции сети 15,75 кВ.

Защиты КРУЭ - ELK -14 220 кВ:

- продольная дифференциальная защита шин от всех видов кз.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

Основные:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита;

Резервные:

- 3-х ступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- ТО (для резервирования дистанционных защит при близких междуфазных к.з.);
- 4-х ступенчатая направленная защита от замыканий на землю;
- Телеускорение резервных ступеней ступенчатых защит;
- Для обеспечения отключения к.з. при отказах выключателей предусматривается УРОВ 220 кВ;

Противоаварийная автоматика:

- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);
- автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ).

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		79

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

Проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора и защиты от повышения, реализованной в шкафу защиты генератора фирмы «ЭКРА».

5.2 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной бы-
стродействующей чувствительной ($I_{\text{диф}} < 0,2 \cdot I_{453}$) защитой от междуфазных КЗ. в обмотке и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к ТТ 1.1 в линейных выводах статора генератора и к ТТ 2.1 в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора:

$$I_{453} = \frac{S_{453}}{\sqrt{3} \cdot U_{453}} = \frac{180 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10^3} = 6598 \text{ А}$$

Коэффициент схемы: $K_{\text{сх}} = 1$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{6598}{5} = 1320.$$

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{87.0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима.

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{сх}} \cdot f_i \cdot I_{453} = 0,05 \cdot I_{453}, \quad (60)$$

где $f_i = 0,1$ – относительная погрешность ТТ;

$K_{\text{сх}} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{87.0} \geq K_{\text{д}} \cdot I_{\text{диф}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{453} = 0,1 \cdot I_{453},$$

где $K_{\text{д}} = 2$ – коэффициент надёжности.

Принимаем типовую уставку, равную $0,2 \cdot I_{453}$:

$$I_{87.0} = 0,2 \cdot 6598 = 1320 \text{ А}$$

Коэффициент торможения определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_t выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов при сквозном КЗ.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		80

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{\text{⑫-(⑨⑥)}} = K_{\text{⑭}} \cdot f_i \cdot K_{\text{⑤④}} \cdot I_{\text{max}}, \quad (61)$$

где $I_{\text{max}} = \frac{E_{\text{②}}}{x_{\text{д}}} \cdot I_{453}$ – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения;

$K_{\text{⑭}} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей.

$$I_{\text{⑫-(⑨⑥)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,12}{0,22} \cdot 6598 = 3659 \text{ A}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{⑰}} > \frac{I_{\text{⑫-(⑨⑥)}} \cdot K_{\text{⑫}}}{I_{\text{⑰}}}, \quad (62)$$

За I_{T} принимается ток трехфазного КЗ на выводах генератора (см. гл.4).

$$K_{\text{⑰}} = \frac{3659 \cdot 2}{36590} = 0,2.$$

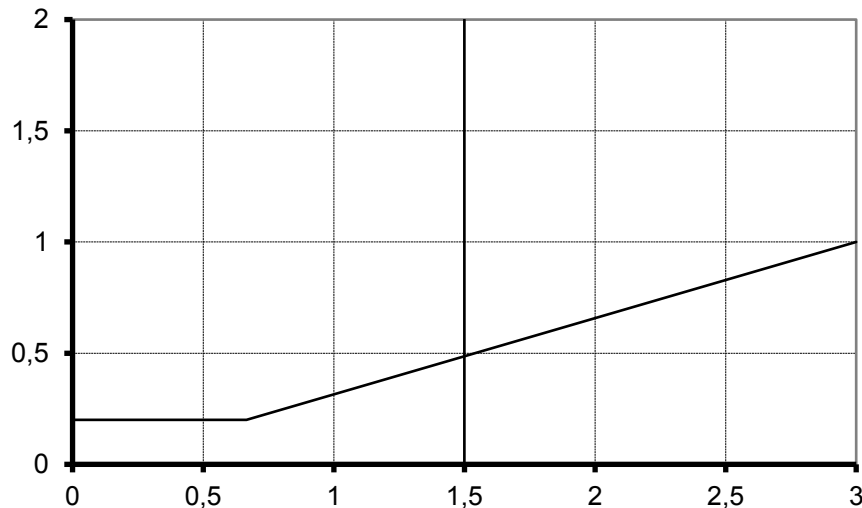
Принимаем минимальную уставку $K_{\text{⑰}} = 0,3$.

Тормозной ток В определяет точку излома характеристики срабатывания (рисунок 45).

При выборе В должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{87,5}}{K_{\text{⑰}}} = \frac{0,2}{0,3} = 0,7.$$

Типовое значение уставки: $\text{①} = 1,5$, т.е. $1,5 > 0,7$.



$I_{\Delta} = |I_1 - I_2|$ – дифференциальный ток; I_1 – ток нейтрали генератора;

I_2 – ток на выводах генератора; $I_{\text{⑰}}$ – ток торможения

Рисунок 45– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ, останов турбины и на пуск пожаротушения.

5.3 Защита от повышения напряжения

Защита выполнена с помощью двух органов максимального напряжения.

Уставка комплекта U_2 выбирается:

$$U_{\text{УС2}} = \frac{1,4 \cdot U_{453}}{K_B \cdot n_H} = \frac{1,4 \cdot 15,75}{0,95 \cdot 15,75/0,1} = 147 \text{ ①}$$

Уставка в относительных единицах:

$$\frac{147}{100} = 1,47.$$

Защита действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение генераторного выключателя и гашение полей ГГ и ВГ.

На генераторе предусмотрен второй комплект с уставкой $1,2 \cdot U_{453}$, предназначенный для работы в режиме холостого хода.

Определим уставку другого комплекта:

$$U_{\text{УС1}} = \frac{1,2 \cdot U_{453}}{K_B \cdot n_H} = \frac{1,2 \cdot 15,75}{0,95 \cdot 15,75/0,1} = 126 \text{ ①}$$

Уставка в относительных единицах - 1,26.

Уставка органов тока, контролирующих отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220кВ принимается минимальной $0,1 \cdot I_{453}$:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		82

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Выбор компоновки гидроузла

Сооружения Чиркуокского гидроузла размещаются в суженной части долины (ширина по дну 350 м), правый берег долины крутой, обрывистый. Левый берег сравнительно пологий. Длина створа 780 м. Для данных геологических условий будет целесообразным строительство гидроузла русловой компоновки.

В состав сооружения входят:

- 1) водосбросная плотина гравитационного типа;
- 2) здание ГЭС руслового типа;
- 3) каменно-набросная плотина со стороны левого и правого берега;

Конструктивные профили плотины определяются гидравлическими, статическими и фильтрационными расчетами.

6.2 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.

Для первого класса сооружения расчеты выполняются для двух случаев: основного и поверочного.

Данные для расчета основного расчетного случая:

– $Q=3820 \text{ м}^3/\text{с}$ 1,0% обеспеченностью;

–

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		83

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

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

$$Q_{\text{расч}} = Q_{\text{max}} = 3820 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (62)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход.

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{\text{вод}} = 1.25 q_{\text{рисб}}, \quad (63)$$

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

$$q_{\text{рисб}} = \frac{Q}{\varphi} h_{\text{НБ}}, \quad (64)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при расходе $Q=3820 \text{ м}^3/\text{с}$, определяется по графику $Q = f(H)$ (рис.1), $УНБ = 236,1 \text{ м}$, тогда

$$h_{\text{НБ}} = УНБ_{\text{min}} -$$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
						84
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$B = n \cdot b + (n - 1) d, \quad (66)$$

где b – ширина водосливного отверстия;
 d – толщина бычка;
 n – количество отверстий.

$$B = 9 \cdot 16 + 8 \cdot 4 = 176 \text{ м.}$$

Удельный расход на водосливе находится по формуле:

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B_k} = \frac{3820}{156} = 24,5 \text{ м}^2/\text{с}$$

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива.

Полный напор на водосливе H определяется 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:

$$, \quad (67)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля типа \curvearrowright , $m = 0,49$ [5].

$$H_{01} = \left(\frac{3820}{0,49 \cdot 156 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,1 \text{ м.}$$

определяется с учетом бокового сжатия и подтопления:

$$, \quad (68)$$

где

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot (n - 1) \cdot \varepsilon_6 \cdot H_{01}}{n \cdot b}$$

где

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		86

Определение достаточности пропускной способности водосливной плотины.
Расчетный расход для поверочного случая:

$$Q_{\text{повер}} = Q_{\text{мах.повер}} = 4566 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{\text{мах.повер}}$ – максимальный расчетный расход для поверочного случая. Полный напор равен:

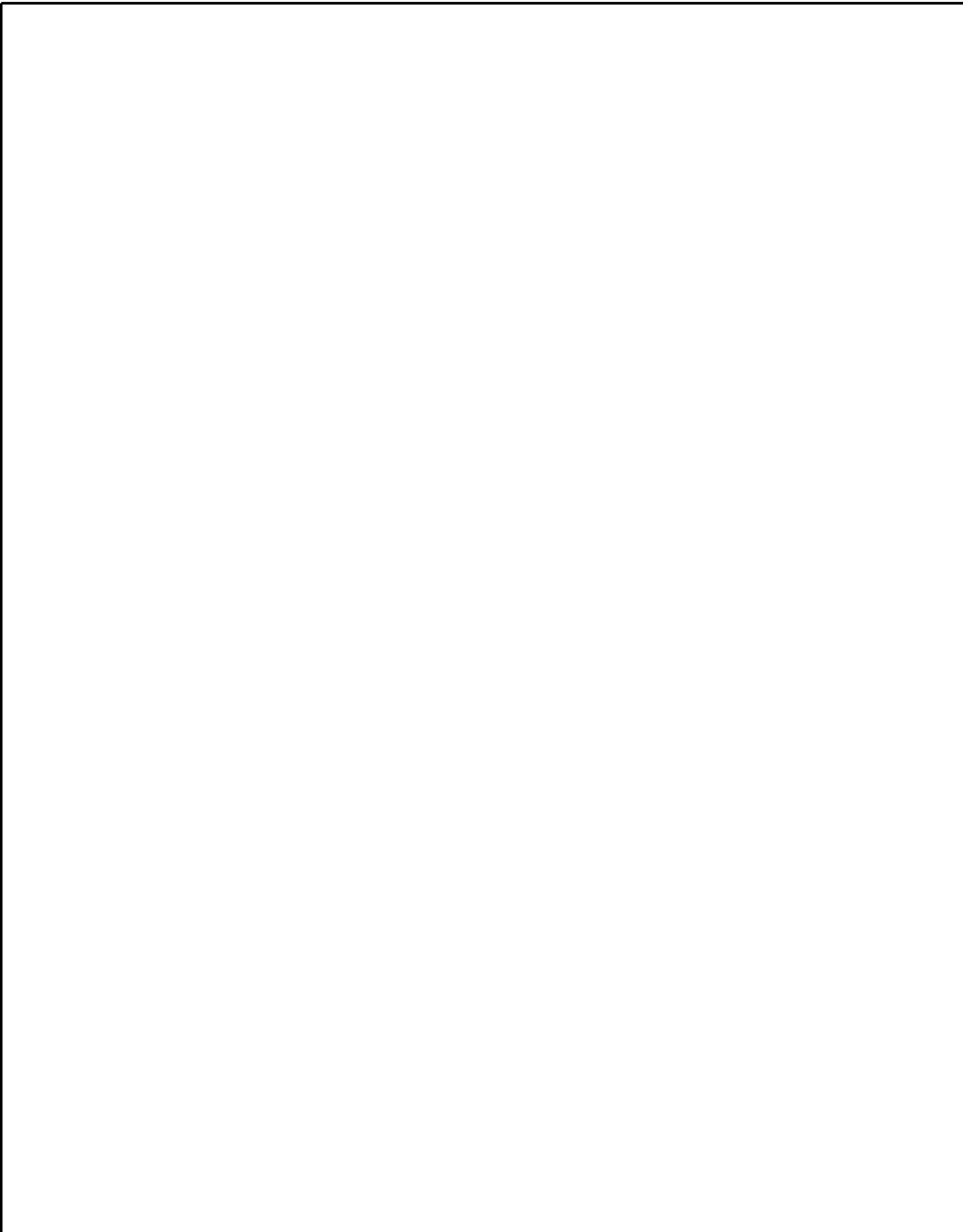
$$H_{01} = \left(\frac{4566}{0,49 \cdot 156 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,81} \right)^{2/3} = 5,67 \text{ м.}$$

Полный напор на водосливе:

$$, \quad (71)$$

где $m_{\text{повер}}$ – коэффициент расхода для поверочного случая, рассчитывается по формуле А.С. Офицера:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		87



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		88

Полная удельная энергия перед водосливом:

$$C_H =$$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		89

отогнанного прыжка получается затопленный прыжок. Основание плотины в основном сложено скальными породами, исходя из этого по рекомендациям СНиП 2.06-85, выполним сопряжение бьефов свободной отброшенной струей [12].

6.2.6 Расчет дальности отлета струи и ямы размыва

Расчеты произведены для разных углов наклона уступа .

Рисунок 35 – Схема к расчету дальности отброса струи

Длина отлета струи вычисляется по формуле:

$$L = \frac{v^2 \sin^2 \alpha}{g} \left(1 + \frac{v \sin \alpha}{v_0} \right) \quad (78)$$

где μ – коэффициент, учитывающий влияние аэрации на дальность отлета струи, при $\alpha < 35^\circ = 1$, при $\alpha > 35^\circ = 0,8-0,9$.

- скорость схода струи с носка под углом α ;
- превышение оси струи на носке над уровнем воды в нижнем бьефе;
- угол наклона носка, обеспечивающий наибольшую дальность отлета струи от сооружения.

Скорость схода струи с носка определяется по формуле:

$$v = \sqrt{2gH} \quad (79)$$

где H - превышение уровня верхнего бьефа над сливной кромкой носка,

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		90

$T'_0 =$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		91

Продолжение таблицы 31

253,5	66,5	90,44	95,88	99,56	17,4	30,64	30,67	30,70
254	66	90,38	95,71	99,29	17,9	30,51	30,54	30,57
254,5	65,5	90,32	95,53	99,02	18,4	30,38	30,41	30,44
255	65	90,25	95,35	98,74	18,9	30,25	30,28	30,31
255,5	64,5	90,17	95,16	98,46	19,4	30,12	30,15	30,18

График зависимости

;

(82)

$$u_{\text{вх}} = 0,9\sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (320 - 238,77)} = 35,9 \text{ м/с}$$

$$\theta = \arctg \sqrt{\frac{tg^2 30^\circ - (2 \cdot 9,81 \cdot 6,9)/(33,28^2 \cdot 0,866^2)}{0,333 - 0,163}} = \arctg \sqrt{0,333 - 0,163} = 9,67^\circ$$

Определим глубину размыва в скальном русле [10] по формуле Т.Х. Ахмедова:

,

(83)

где b_0 , $u_{\text{вх}}$ – толщина и скорость свободно отброшенной струи при входе под уровень нижнего бьефа, м, м²/с;

$$b_0 = q / u_{\text{вх}} = 24,5 / 35,9 = 0,682 \text{ м};$$

$u_{\text{нр}} = 10,0 \text{ м/с}$ – допускаемая неразмывающая скорость [10];

$\alpha = 20^\circ$ – угол внутреннего трения трещиноватой скалы [10];

$\delta = 0,22$ – параметр турбулентности.

$$h_{\delta} = \frac{0,682 \cdot \left(\frac{10}{\left(\frac{10}{0,7 \cdot 35,9}\right)^{1,8} + 2,2 + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1}{\sin 9,67^\circ} + \frac{1}{\sin 20^\circ}\right) - 1 \right) + \frac{6,9}{2 \sin 20^\circ}}{\left(1 - \frac{0,22}{2}\right) \left(\frac{1}{\sin 9,67^\circ} + \frac{1}{\sin 20^\circ}\right) + 0,22} = 6,1 \text{ м}$$

Для защиты здания ГЭС от аэрации при отбросе струи, водосливную плотину расположена на расстоянии двух секций от станционной части (20 м).

6.3 Определение ширины подошвы плотины

Наиболее экономичный профиль гравитационной плотины с минимальной шириной по основанию – треугольный. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- достаточная устойчивость плотины против сдвига по основанию.

Из условия отсутствия растягивающих напряжений ширина по основанию определяется по формуле [7]:

$$, \quad (84)$$

где $\gamma = 2,4$ – отношение удельного веса бетона к воде;

$\alpha = 0,5$ – коэффициент снижения фильтрационного давления путём установки противофильтрационного устройства;

h – высота теоретического профиля (треугольного), м;

n – заложение напорной грани.

Отметка подошвы:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
						94
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$b_1 = \frac{91,9}{\sqrt{2,4}} = 59,3$$

$$b_2 = 1,25 \cdot \frac{91,9}{0,75 \cdot 2,4} = 67,8 \text{ м.}$$

6.4 Определение отметки гребня плотины (бычка)

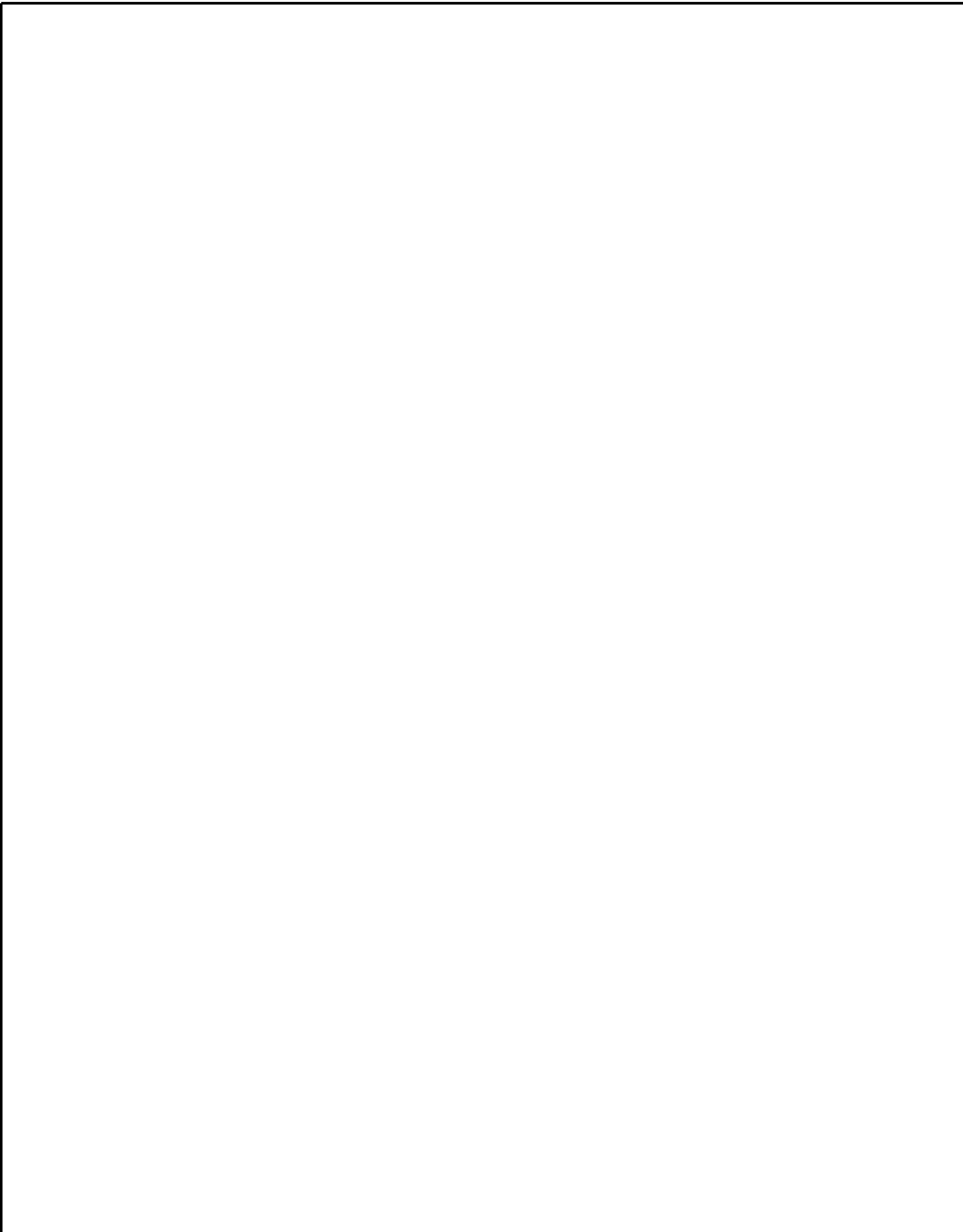
Отметку гребня плотины назначают на основе расчета возвышения его над расчетными уровнями

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		95

d – глубина водохранилища перед плотинной:

$d =$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		96



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		97

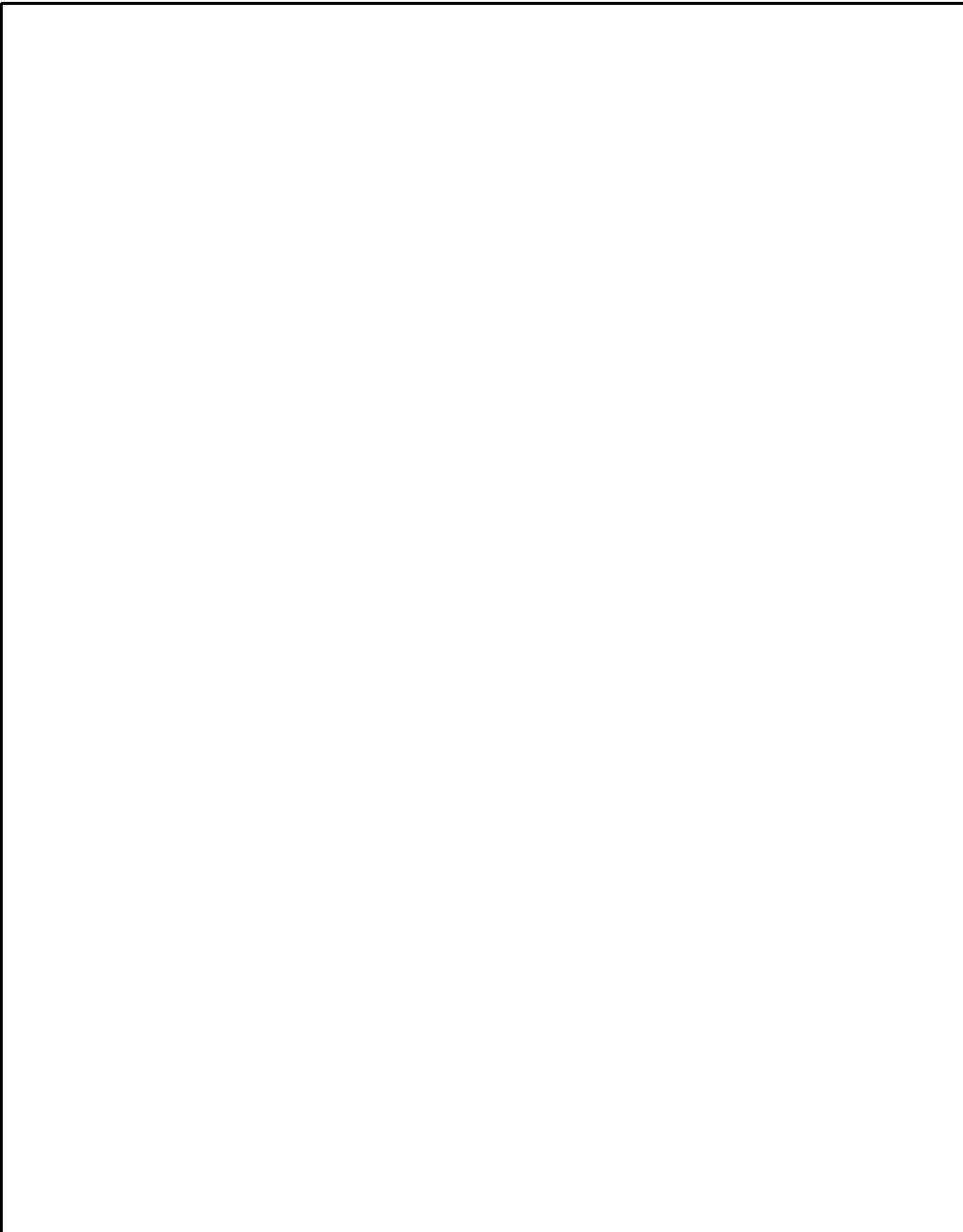
Найдем среднюю длину волны по формуле:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		98

Глубина водохранилища равна:

При НПУ: $d =$

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
						99
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		100

всей ее глубине. Цементационную завесу принимаем однорядной, толщина завесы будет равна 3 м.

Диаметр скважины определяем возможностью подачи через нее необходимого количества раствора для инъекции, принимаем диаметр инъекционных скважин 105 мм.

③71(17)

Дренажная сеть используется как для разгрузки фильтрационного потока, так и для контроля за фильтрационными расходами, характером их изменения, оценки фильтрационной проницаемости цементационной завесы и представляет собой ряд скважин в основании, соединенных с нижним бьефом отводящим устройством. Совместное применение завес и дренажа дает максимальный эффект.

Дренажные скважины диаметром по 25 см на расстоянии одна от другой в ряду по 3 м располагаются за цементационной завесой в сторону НБ, на расстоянии от завесы равном 4 м. Дренажи устраиваются не только в основании плотины, но и в береговых примыканиях – для перехвата обходного фильтрационного потока с целью обеспечения устойчивости береговых склонов в нижнем бьефе. Глубина дренажа принята равной 0,7 глубины цементационной завесы, то есть 42 м. Дренажные скважины выполнены из особой галереи в плотине, откуда вода отводится в нижний бьеф, в этом случае облегчается и эксплуатация дренажа: регулирование его работы, очистка скважин и др.

6.5.2 Конструирование плотины

⑤1087(168)(11)6259(124)8.4(11)816113(99)

Конструктивные швы делят плотину по длине на секции. Длина секции равна 20 м. Разрезка плотин сквозными швами осуществлена по быкам с целью исключения возможности неравномерных осадок смежных быков, а, следовательно, и заклинивания затворов. Конструктивные швы должны обладать водонепроницаемостью, достаточной шириной, позволяющей отдельным секциям перемещаться независимо, возможностью наблюдения за работой швов и ремонта уплотнения. По конструкции швы применяют, как правило, плоские, они отличаются простотой выполнения, возможностью беспрепятственного отвода воды, профильтровавшейся в шов, статической определенностью работы. Ширину шва при длине около 5 метров от поверхности граней и гребня плотины принят 5 мм, в остальной части сечения (где устанавливается температура, близкая к среднегодовой) – 2мм. Швы выполняются сквозными на всю высоту (что проще в производстве работ). Со стороны НБ деформационный шов проходит по бычкам, разделяющим водосливную поверхность на отдельные водосливные пролеты.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		101

1087168(11)6259(12)48.4(11)89.52148.

Разрезы поперек потока (вдоль оси сооружения) образуют в сочетании с секционными разрезами столбы. Столбчатая разрезка с объемными швами обеспечивает независимое возведение отдельных столбов и позволяет омоноличивать объемные швы при положительных и отрицательных температурах бетона в основных столбах. Размеры блоков бетонирования в плане 20 м. Разрезка на блоки служит не только целям разбивки технологии возведения на дискретные (прерывистые) этапы, но и позволяет более эффективно осуществлять меры по предотвращению температурного трещинообразования бетона. С учетом ширины подошвы равной 60 м, получается 3 столба по 20 м.

6.5.3 Конструктивные элементы нижнего бьефа

2018199(16)21204(16)714009(13)5148.

В качестве гасителя избыточной кинетической энергии используется носок – трамплин (режим свободно отброшенной струи), рассчитанный в п. 6.2. Кинетическая энергия свободно отброшенной струи гасится за счет преодоления сопротивления воздушной среды при аэрации струи и в основном при растекании ее в водяной подушке после погружения под уровень воды в нижнем бьефе, а до стабилизации ямы размыва энергия струи расходуется и на размыв грунта. Основные размеры носка:

- превышение над уровнем НБ составляет 6,9 м;
- угол наклона носка – трамплина 30°.

6.5.4 Контрольно-измерительная аппаратура

Для контроля за состоянием противofiltrационной и дренажной завесами, фильтрационным давлением в основании необходимо устройство контрольно-измерительной аппаратуры, т.е. устройство пьезометрической сети.

Пьезометры, контролирующие напоры на разных глубинах основания плотины, гашение напоров на цемзавесе и в зоне дренажа, для контроля фильтрационного противодействия под пятым столбом плотины, располагаются:

- в русловой части;
- в береговых примыканиях;
- в основании 4-х агрегатных блоков;
- на участках с повышенной трещиноватостью.

Пьезометры основания плотины Чиркуокской ГЭС размещены в продольных (в каждой секции) и в поперечных (через две секции) контрольных створах. Кроме того, запроектированы пьезометрические створы в основании здания ГЭС, пьезометры для контроля за обходной фильтрацией, которые будут пробурены из торцов галерей. Для

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		102

контроля эффективности дренажа основания русловой части плотины запроектированы пьезометры с низовой стороны цемзавесы в каждой секции ПН, со стороны верхнего бьефа ПВ. Для контроля градиента напора на цемзавесе в берегах выполняются верховые и низовые контактные пьезометры ПВ и ПН с шагом по высоте 14м.

Поперечный створ (рис. 37) содержит 14 пьезометров с водоприемниками на нескольких отметках по толще основания: по линии контакта скала – бетон, вблизи основания цемзавесы и на промежуточных глубинах низовой стороны цемзавесы. Кроме того, пьезометры размещены с верховой стороны цемзавесы, в цемзавесе, непосредственно за цемзавесой, а также в скальном массиве по пути фильтрационного потока (под II – V столбами). Такое размещение пьезометров позволит вести контроль за степенью гашения напоров на завесе на разных глубинах и своевременно оценивать фильтрационную прочность завесы, а также проследить распределение напоров в направлении к нижнему бьефу.

6.6 Определение нагрузок действующих на водосливную плотину

Нагрузки, действующие на плотину, для основного и особого сочетаний нагрузок: вес плотины, вес бычка, гидростатическое давление со стороны верхнего и нижнего бьефов, давление наносов, фильтрационное и взвешивающее давление, вес подъемного механизма, вес затвора, волновое давление.

6.6.1 Вес плотины и бычка

Нагрузки определяются на 1 погонный метр секции плотины. Для проведения расчетов вычерчивается профиль плотины и делится на простейшие фигуры.

Вес плотины:

$$G_{пл} = \dots \quad (95)$$

где $\gamma_{бет}$ = 24 кН/м³ – удельный вес бетона;
 b = 16 м – ширина водосливного пролета;
 d = 4 м – ширина бычка;
 L = 20 м – длина секции.

Вес бычка:

$$G_{бч} = \dots \quad (96)$$

Плечо равнодействующей силы собственного веса плотины:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		103

где , – плечо силы.

За положительное направление момента принято вращение по часовой стрелке. За отрицательное – против часовой стрелки.

Плечо равнодействующей силы собственного веса бычка:

Рисунок 38 - Разбивка тела плотины (а) и бычка (б) на элементарные фигуры

Результаты расчета сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Результаты расчета нагрузок водосливной плотины и бычка

Плотина	Бык
---------	-----

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		104

№ фигуры	F, м ²	G, кН	R, м	M, кН	F, м ²	G, кН	R, м	M, кН
1	106	2035,2	-28	-56985,6	106	508,8	-28	-56985,6
2	462	8870,4	-26,7	-236840	462	2217,6	-26,7	-236840
3	181	3475,2	-13,1	-45525,1	181	868,8	-13,1	-45525,1
4	744	14284,8	14,2	202844,2	744	3571,2	14,2	202844,2
5	1520	29184	-21,9	-639130	1520	7296	-21,9	-639130
6	565	10848	-0,5	-5424	565	2712	-0,5	-5424
7	78	1497,6	16,2	24261,12	78	374,4	16,2	24261,12
8	27	518,4	28,5	14774,4	27	129,6	28,5	14774,4
9	1773	34041,6	0,5	17020,8	1773	8510,4	0,5	17020,8
10	84	1612,8	-19,5	-31449,6	64	403	-19,5	-7858
11					76	364,8	-33,6	-49029,1
12					21	100,8	-32,1	-12942,7
13					143	686,4	-28	-76876,8
14					16,2	77,76	-27,5	-8553,6
Σ	2242	46540,8	-10	-465408	2562	14544	-11	-159 984

6.6.2 Вес технологического оборудования

Технологическое оборудование включает в себя плоские скользящие затворы и козловой кран.

Вес плоского скользящего затвора определяется по формуле А.Р. Березинского.

Вес подвижной части затвора:

$$G_c = 0,15 * 572,2 = 85,8 \text{ кН}$$

Вес затвора на единицу длины:

$$G_c = \frac{G_3 + G_c}{L}$$
$$G_c = \frac{572,2 + 85,8}{20} = 33,4 \text{ кН}$$

Плечо от веса относительно середины подошвы плотины составляет 28.5 м.
Для оперирования затворами выбираем козловой кран К100/20 грузоподъемностью 100 т, весом - 190 т [14].

Сила веса на погонный метр равна:

$$G_c = \frac{190 \cdot 9,81}{20} = 93,2 \text{ кН}$$

Плечо $R = 28,5$ м.

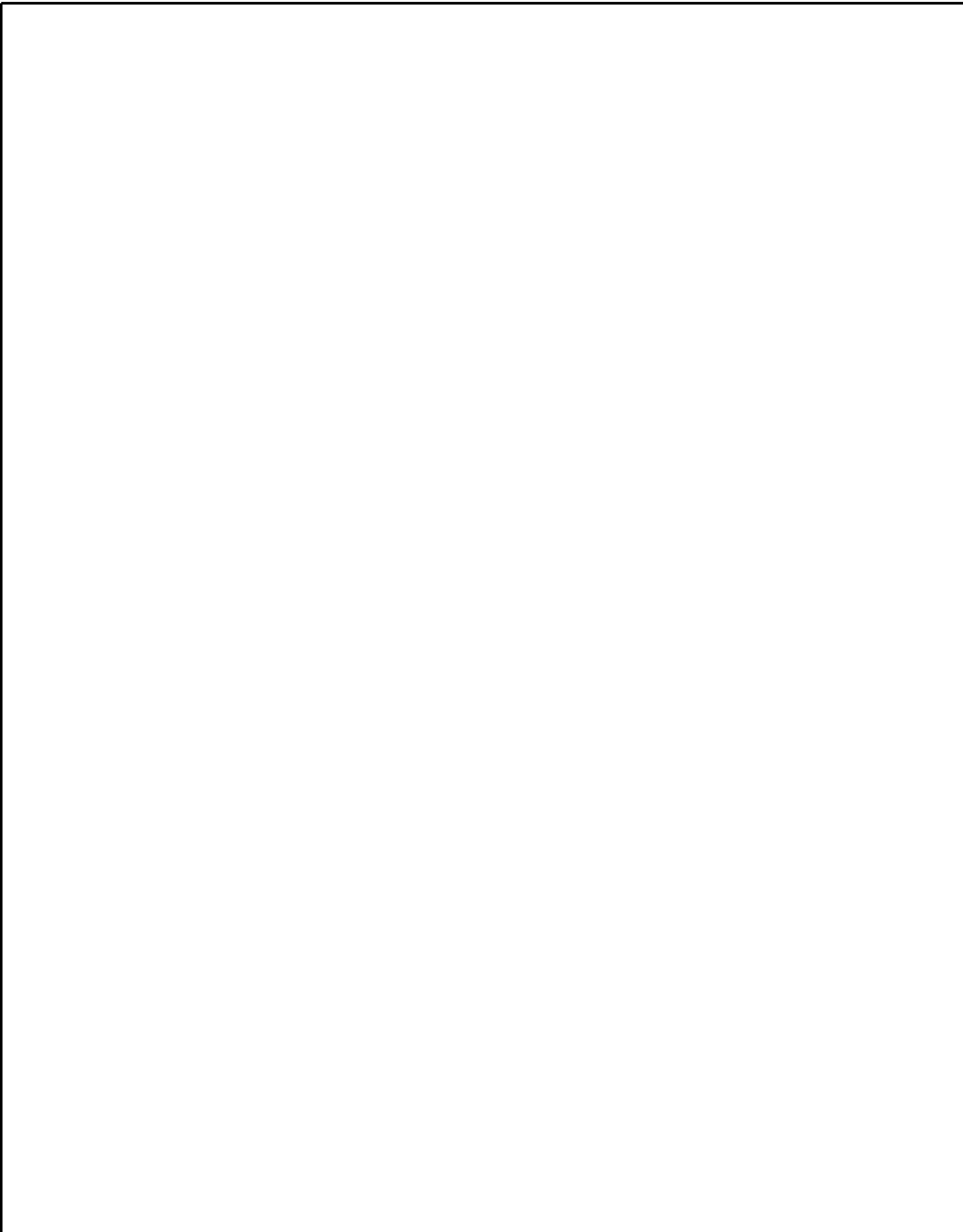
6.6.3 Волновое давление

Волновое давление зависит от вида и параметров волн:

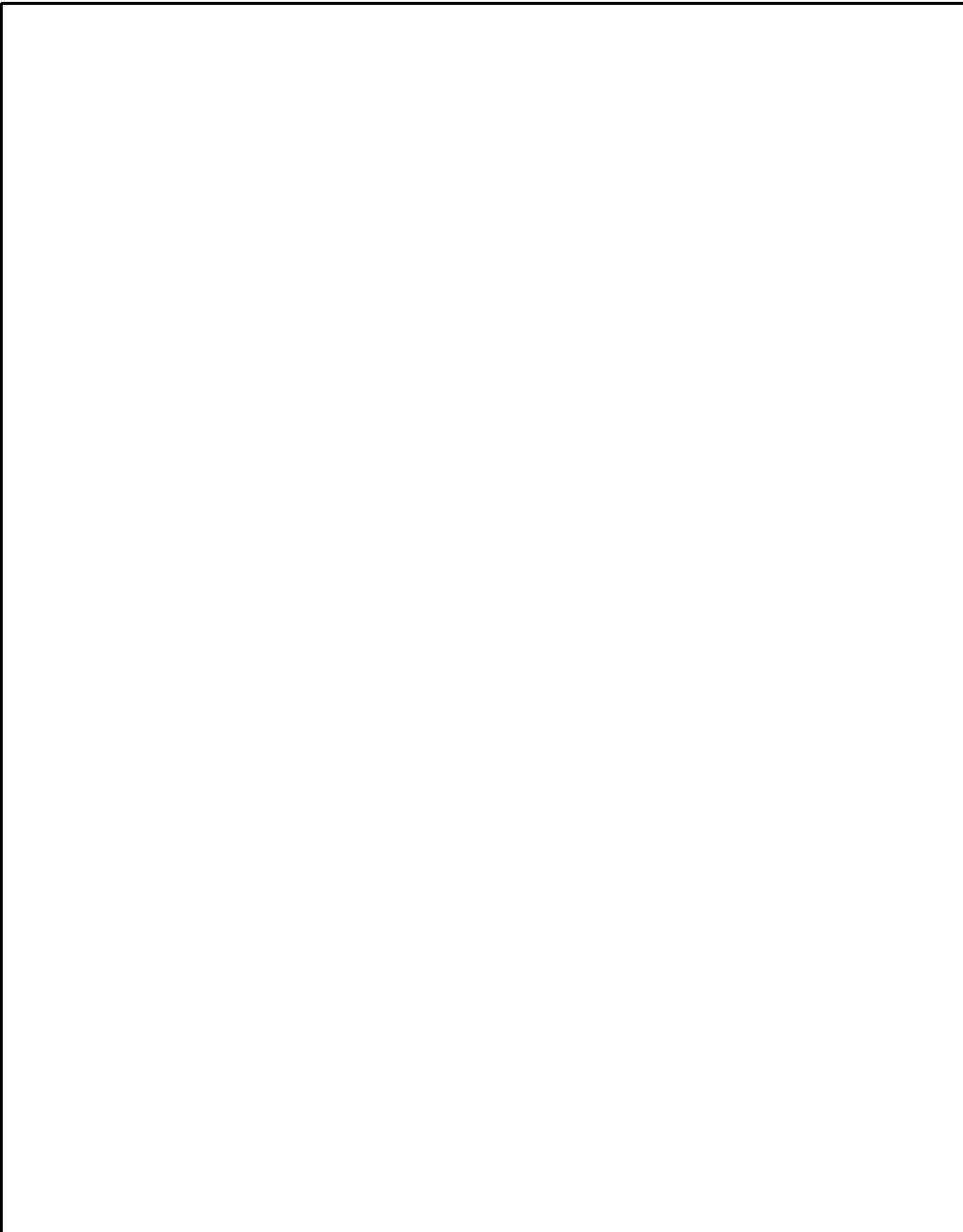
1. Высоты волны h ;
2. Периода волны T ;
3. Длины волны λ .

На стадии предварительных расчетов, силу волнового давления для глубоководной зоны можно определить по формуле Можевитинова А.Л.:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		106



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		107



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		108

Фильтрационное давление:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		109



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		110

Давление
наносов 1,2

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		111

где 10- заглубление сечения от

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		112

Напряжение	Основное сочетание нагрузок, кПа	Особое сочетание нагрузок, кПа	Напряжение	Основное сочетание нагрузок, кПа	Особое сочетание нагрузок, кПа
	-446,9	-348		-1277	-1856
	-870	-890		-148	-151
	0	0		0	0
	-870	-890	N''_3	-2744,5	-2951
	-790	-810		-148	-151

6.8 Оценка прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Должны выполняться следующие условия:

– Отсутствие растягивающих напряжений (сжимающие напряжения приняты со знаком «←»):

(115)

Для горизонтальных сечений плотины у верховой грани:

(116)

Оценка общей прочности из условия недопущения наступления предельных состояний:

(117)

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности, для сооружений I класса [7];
 n_c – коэффициент сочетания нагрузок, $n_c = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок, $n_c = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок;

σ_{max} – максимальное главное напряжение;

$R_{пр} = 4,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В7,5 по [14];

m – коэффициент условий работы, $m = 1,0$ – для основного и особого сочетания нагрузок [12].

Сведем расчет прочности плотины в таблицу 39.

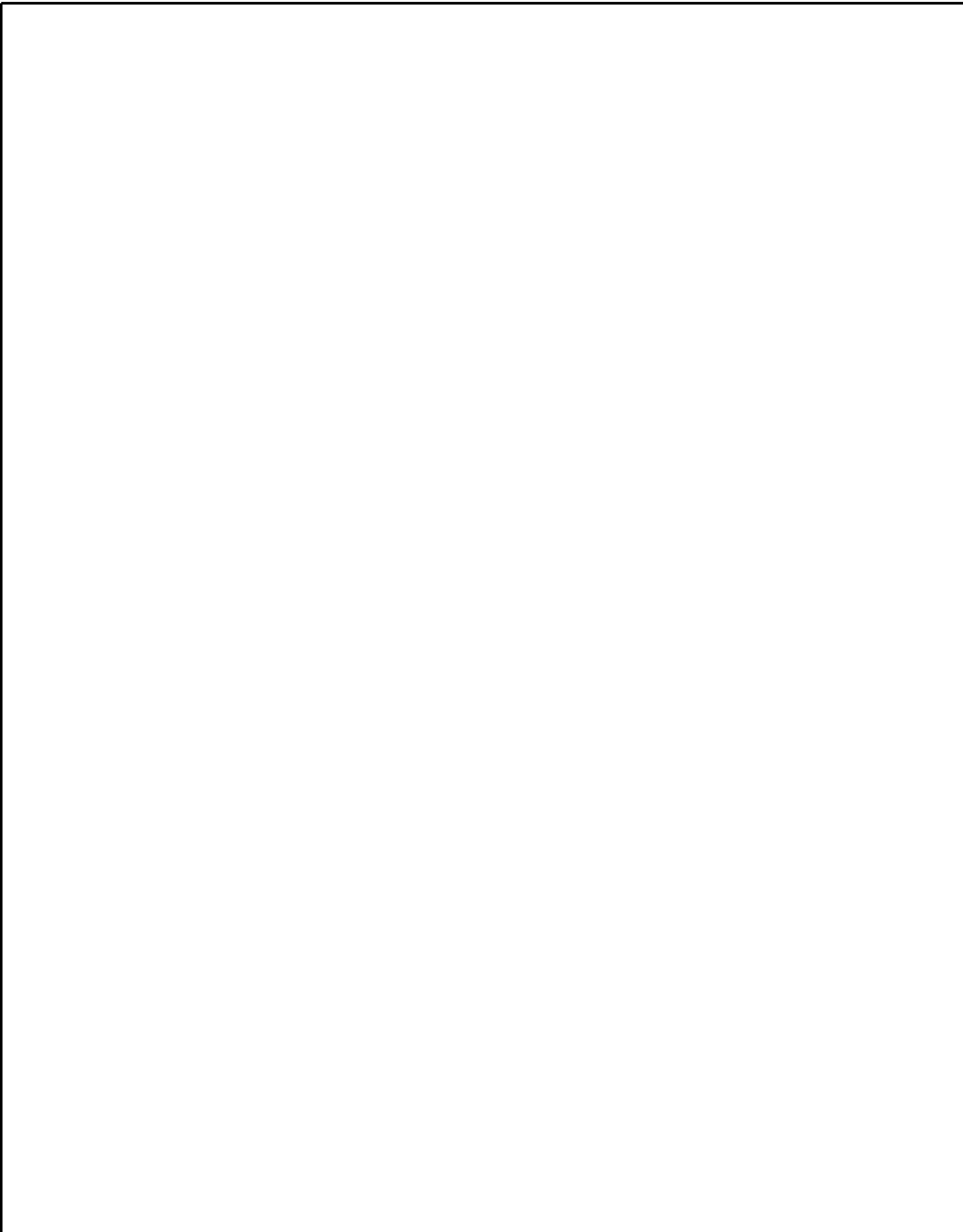
Таблица 39 – Оценка прочности плотины

Основное сочетание нагрузок	Особое сочетание нагрузок
$\sigma'_y \leq 0$, кПа	
$-446,9 \leq 0$ (сжатие)	$-348 \leq 0$ (сжатие)
, кПа	
$446,9 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 87 = 213,4$	$348 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 89 = 218,3$
, кПа	
$1,25 \cdot 1,0 \cdot 1277 = 1596 \leq 4500 \cdot 0,9 = 4050$	$1,25 \cdot 0,9 \cdot 1856 = 2088 \leq 4500 \cdot 1,0 = 4500$

Все условия выполняются.

6.9 Расчет устойчивости плотины

Расчет плотины на устойчивость заключается в определении коэффициента надежности по ответственности:



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		115

Таким образом, для пропуска строительных расходов предусматривается девять поверхностных водосбросов с размерами 16×6,25 м, для закрытия которых используется сегментный затвор.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		116

7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Реализация электророзэнергии приносит определенный доход, который показан в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	700	700	700	700	700
Число часов использования установленной мощности	Часы	4300	4300	4300	4300	4300
Выработка электроэнергии	МВт*ч	3009,8	3009,8	3009,8	3009,8	3009,8
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	2979,7	2979,7	2979,7	2979,7	2979,7
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1058	1091	1131	1170	1209
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	263	271	281	291	301
НДС к выручке	млн.руб	40,07	41,32	42,84	44,32	45,84

С ростом цены на электроэнергию увеличивается выручка от реализации.

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «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 ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «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.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	72,026
Прочие	274,0	111,504
Итого по ГЭС	529,2	183,530

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина %
2018-2022	0,06
2023-2027	0,09
2028-2032	0,14
2033-2037	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	75,463
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	6,695
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт*ч	1,875
Итого		84,033

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Виллой составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	71,697	71,697	71,697	71,697	71,697
Расходы на страхование, млн.руб.	14,252	13,426	12,600	11,774	10,949
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	183,530	183,530	183,530	183,530	183,530
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	4,008	3,776	3,544	3,312	3,079
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	84,033	84,033	84,033	84,033	84,033
Налог на воду, млн.руб.	29,030	29,030	29,030	29,030	29,030
Итого, млн.руб.	386,550	385,492	384,434	383,376	382,317

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).

Рисунок 7.1– Структура текущих затраты по гидроузлу, %

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Чиркуокской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		120

Налог на имущество, млн.руб.	27,678	26,101	24,523	22,946	21,369
Итого, млн.руб.	1044,575	1458,051	2284,952	2363,100	2440,759

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Выручка (нетто), млн.руб.	6 906,602	7 113,241	7 350,987	7 619,705	7 857,928
Текущие расходы, млн.руб.	380,200	379,142	378,721	377,594	376,467
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	6 526,401	6 734,098	6 972,265	7 242,111	7 481,461
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	6 526,401	6 734,098	6 972,265	7 242,111	7 481,461
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1 305,280	1 346,819	1 394,453	1 448,422	1 496,292
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	5 221,121	5 387,279	5 577,812	5 793,688	5 985,169
Ставка налога на прибыль, %	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000

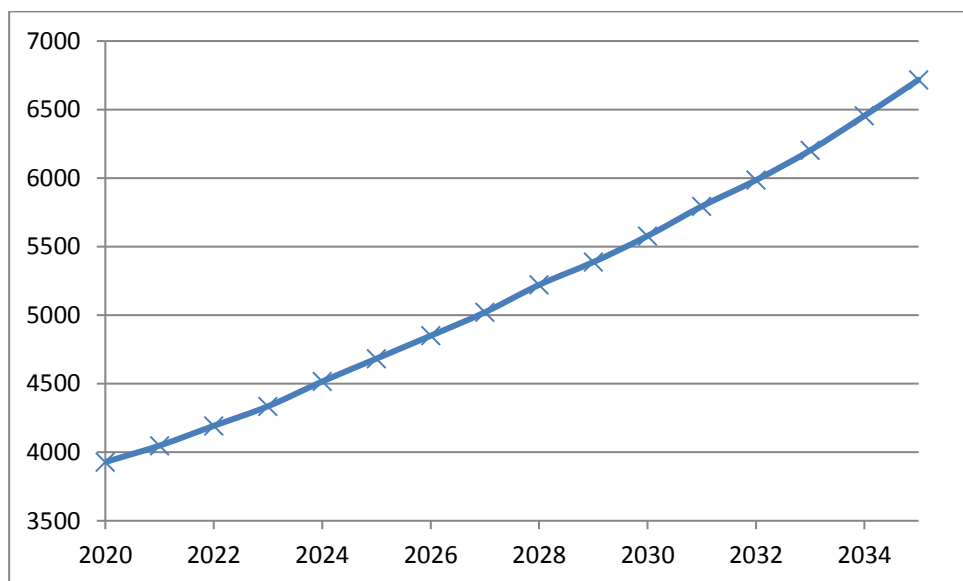


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

7.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «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;

б) «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.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Чиркуокской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

7.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		122

Таблица 7.8-Показатели эффективности реализации проекта «Чиркуокская ГЭС на реке Вилюй»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	20
Период окупаемости - РВ, мес	81
Средняя норма рентабельности - ARR, %	39,81
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1566,6
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,74
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,18
Удельные капиталовложения, руб/Квт	35314,1

7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.Рублей	1 073,645	1 487,120	2 314,021	2 392,170	1 073,645
В региональный бюджет, млн.Рублей	1 045,928	1 460,980	2 289,459	2 369,184	1 045,928
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	27,678	26,100	24,523	22,946	27,678

8 Охрана труда, техника безопасности, пожарная безопасность

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

8.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		124

правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, производственной санитарии при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы, охране труда и производственной санитарии должен осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		125

На ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и 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), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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 в случаях, определенных в пункте 5.14 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГЭС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест,

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		126

проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В инструкции ГЭС должны быть включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах:

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;

- по эксплуатации ГТС;

- по техническому обслуживанию бетонных ГТС;

- по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов;

- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;

- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;

- по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения;

- по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа;

- по расчистке водохранилищ от наносов;

- на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период;

- на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы);

- по обслуживанию иных объектов ГЭС.

На ГЭС должны быть 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.

8.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в федеральном законе о пожарной безопасности №69. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		127

– установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

– назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

– о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

– обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

– обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

– организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Не все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		128

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- 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.

③(12)17.19.18.(13)14.45.5.65(17)(11)759.105(16)19)4(11)208(16)

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы более 63МВа;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренажерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

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 дренажные 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 (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		129

оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		130

9 Мероприятия по охране природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

– Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;

Статья 40, пункт 3:

При размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию и эксплуатации гидроэлектростанций должны учитываться реальные потребности в электрической энергии соответствующих регионов, а также особенности рельефов местностей.

При размещении указанных объектов должны предусматриваться меры по сохранению водных объектов, водосборных площадей, водных биологических ресурсов, земель, почв, лесов и иной растительности, биологического разнообразия, обеспечиваться устойчивое функционирование естественных экологических систем, сохранение природных ландшафтов, особо охраняемых природных территорий и памятников природы, а также приниматься меры по своевременной утилизации древесины и плодородного слоя почв при расчистке и затоплении ложа водохранилищ и иные необходимые меры по недопущению негативных изменений природной среды, сохранению водного режима, обеспечивающего наиболее благоприятные условия для воспроизводства водных биологических ресурсов.

– Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;

– Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;

– Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006;

– ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;

– Федеральный закон об отходах производства и потребления № 89-ФЗ от 24.06.1998;

– Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996;

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

1. Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		131

9.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- 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;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		132

кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

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;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

9.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		133

– размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

– применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

– разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

– распашка земель;

– кооперативное и индивидуальное строительство;

– применение ядохимикатов и удобрений;

– организация летних лагерей, водопой и выпас скота;

– устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

9.3 Водоохранные мероприятия на 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 маслоочистительные установки. 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:

– регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		134

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 эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;
при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Вилуойского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению и организации транспортных связей, лесорубке и лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

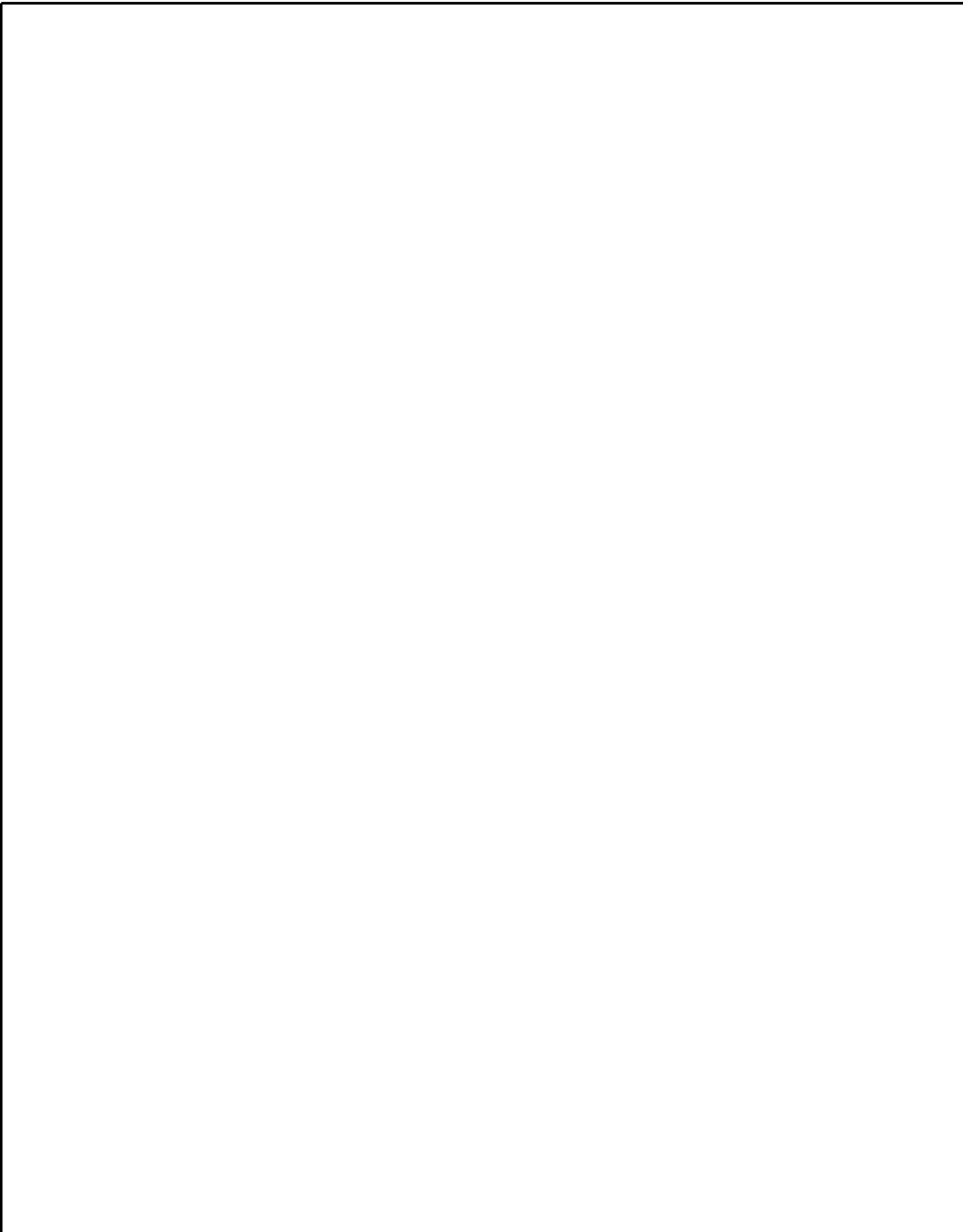
В санитарном отношении р. Вилуой является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется

Для ликвидации возможных источников загрязнения водных объектов, земельных ресурсов необходимо провести следующие виды работ:

- 1) очистка и обработка территории сносимых населенных пунктов, хозяйственных и животноводческих объектов;
- 2) Лесочистка территории водохранилища на площадях специального назначения.
- 3) Перенос кладбищ и скотомогильников.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду реки Вилуой невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		135



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		136

10 Системы смазки и охлаждения узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки

При работе ГГ выделяется теплота, представляющая потери, которые возникают при взаимных превращениях механической и электрической энергии. В общем случае к этим потерям относятся джоулевы потери в проводниках, потери на вихревые токи и перемагничивание в магнитных и проводящих массах, потери на трение вращающихся частей и в подшипниках и потери на циркуляцию охлаждающей среды. Все эти потери являются причиной нагревания активных и конструктивных частей генераторов.

Допустимые температуры нагрева, например, обмоток статора и ротора зависят в первую очередь от применяемых изоляционных материалов и температуры охлаждающей среды. Для изоляции класса В допустимая температура нагрева обмотки статора должна находиться в пределах 105. При более теплостойкой изоляции обмоток, например классов F и H, пределы допустимой температуры нагрева увеличиваются.

В процессе эксплуатации генераторов изоляция обмоток постепенно стареет. Причиной этого являются загрязнение, увлажнение, окисление кислородом воздуха, воздействие электрического поля и электрических нагрузок и т. д. Однако главной причиной старения является ее нагрев. Чем выше температура нагрева изоляции, тем быстрее она изнашивается, тем меньше срок службы. Срок службы изоляции класса В при температуре нагрева до 120°C составляет около 15 лет, при нагреве до 140°C - сокращается почти до 2 лет. Та же изоляция при температуре нагрева 105°C стареет значительно медленнее, и срок службы ее увеличивается до 30 лет. Поэтому во время эксплуатации при любых режимах работы генератора нельзя допускать нагрева его обмоток выше допустимых температур. Для того чтобы температура нагрева - не превышала допустимых значений, все генераторы выполняют с искусственным охлаждением.

Большинство ГГ охлаждается воздухом, причем в средних к крупным ГГ применяется система косвенного воздушно-водяного охлаждения с замкнутым циклом вентиляции. Воздух циркулирующий через машину, проходит затем через водяные воздухоохладители, где охлаждается проточной водой, и вновь поступает в машину (рис. 10.1).

Замкнутая система вентиляции обеспечивает чистоту воздуха и предотвращает засорение отдельных каналов (в первую очередь вентиляционных каналов статора). На практике часто применяется частично разомкнутый цикл вентиляции с выпуском горячего воздуха из генератора в машинный зал ГЭС для его обогрева; при этом используется около 20 % расхода воздуха, проходящего через воздухоохладители. Отбор горячего воздуха из ГГ допускается при условии, что исключено засорение

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		137

машины и предусмотрена подпитка ее чистым свежим воздухом.

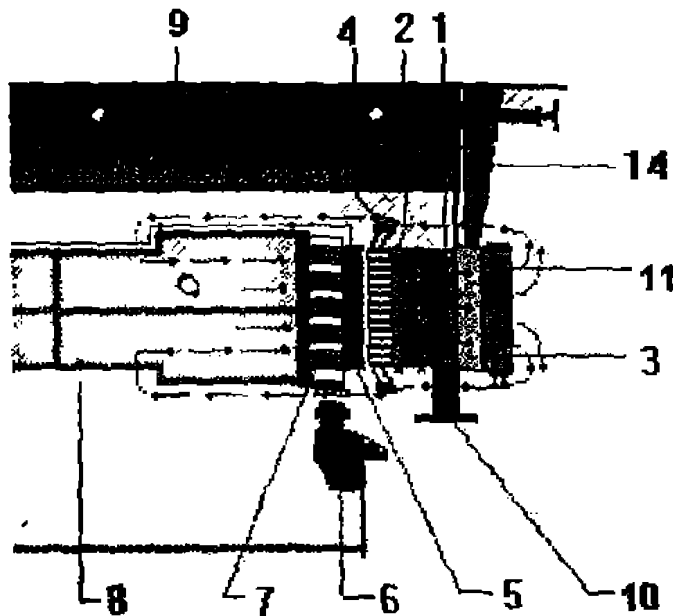


Рисунок 10.1-Замкнутая система охлаждения гидрогенератора;
1 - корпус статора; 2 - сердечник статора; 3 - воздухоохладитель; 4 - обмотка статора; 5 - полюс ротора; 6 - тормоз; 7 - обод ротора; 8 - остов ротора; 9 - верхняя крестовина; 10 - опора статора; 11 - движение охлаждающего воздуха

В ГГ малой мощности применяется также разомкнутая: система вентиляции, когда воздух, пройдя очистительные фильтры, поступает в закрытую машину, охлаждает ее и затем выбрасывается наружу. Независимо от мощности в ГГ реализуется принцип автономности системы охлаждения: ротор служит вентилятором, а мощность, затрачиваемая на циркуляцию воздуха, поступает непосредственно с вала гидроагрегата. По способу подачи воздуха различают радиальные, осевые или аксиальные и радиально-осевые схемы самовентиляции.

При радиальной системе вентиляции воздух поступает в звезду ротора (обычно двумя потоками - сверху и снизу) и под действием избыточного давления, создаваемого вращающимся ротором, проходит через каналы в ободе ротора, промежутки между полюсами воздушный зазор, каналы сердечника статора, выходит в корпус статора и через отверстия в корпусе - в охладители. Пройдя охладители, воздух по каналам в фундаменте и между лапами верхней крестовины вновь поступает в генератор (рис 1.8). Часть воздуха, минуя ротор, направляется в камеры лобовых частей, откуда частично проходит в каналы статора, частично - на тело статора. Во избежание обратного перетекания воздуха из камер лобовых частей за вентилятор ставятся воздухоразделяющие щиты. Обычно применяются центробежные вентиляторы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ

Лист

138

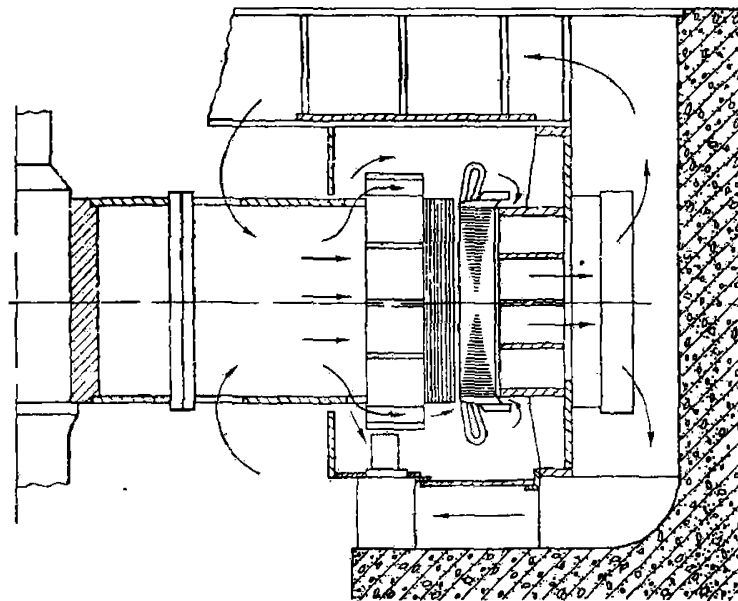


Рисунок 10.2 -Радиальная схема вентиляции

В последние годы получила развитие схема вентиляции с использованием давления, развиваемого спицами в торцевых зонах. При чисто аксиальной системе вентиляции воздух поступает в генератор с одной стороны, проходит по нескольким параллельным ветвям - между полюсами, в воздушном зазоре, по продольным каналам и за телом сердечника статора, после чего выходит с другой стороны машины. При смешанной радиально-аксиальной вентиляции воздух поступает в генератор сверху и снизу и с помощью пропеллерных (осевых) вентиляторов, расположенных на горцах обода ротора, направляется в межполюсное пространство и распределяется по радиальным каналам сердечника статора (рис. 10.3).

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ

Лист

139

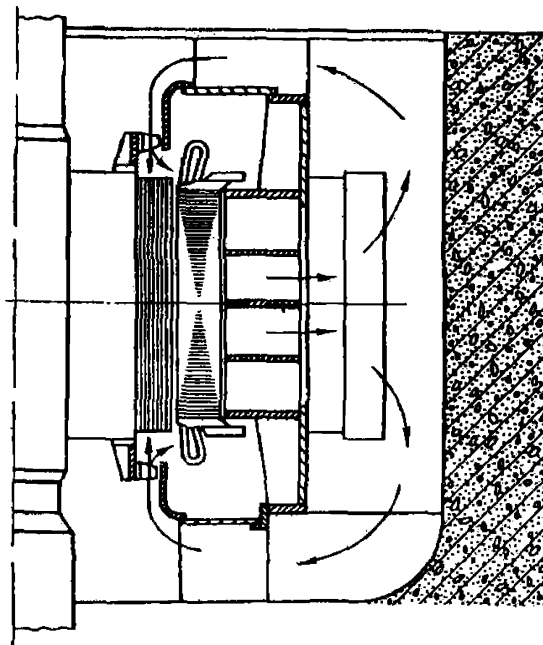


Рисунок 10.3 Радиально-аксиальная схема вентиляции

Простота и надежность системы само вентиляции используются до тех пор, пока напор, развиваемый ротором, оказывается достаточным для обеспечения нужного расхода воздуха или пока требования повышения энергетических показателей не вынуждают перейти к более интенсивным системам непосредственного и форсированного охлаждения. В настоящее время реализованы конструктивные схемы непосредственного водяного охлаждения всех основных элементов, в которых выделяются значительные потери: обмоток статора и возбуждения, шинпроводов, сердечников статора и полюсов ротора, демпферной системы. Одни схемы получили широкое распространение, другие применяются ограниченно.

Так, стержень обмотки статора с непосредственным водяным охлажденном выполняется в виде комбинации чередующихся в определенном порядке сплошных и полых изолированных проводников. При этом охлаждающая среда соприкасается непосредственно с медью обмоток, благодаря чему основную часть тепла, выделяемого в меди, отводят, минуя изоляцию и сталь. Гидравлическая схема обмотки статора достаточно сложна, гидравлические соединения выполняются в соответствии с электрической схемой обмотки, с тем чтобы стержни каждой цепи по ходу воды принадлежали одной параллельной ветви фазы обмотки и находились под максимально близкими потенциалами. В процессе изготовления и эксплуатации обмотка и ее части подвергаются испытаниям на герметичность, прочность и проходимость. Внешняя система циркуляции воды - дистиллята включает в себя водяные насосы, теплообменники, фильтры механической очистки, магнитные фильтры, ионно-

обменный фильтр, водяной бак, регулятор температуры, контрольно-измерительную аппаратуру, средства защиты и сигнализации. При эксплуатации ГГ с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора особое внимание обращается на элементы конструкции водяного тракта обмотки и параметры системы водяного охлаждения. Циркуляция дистиллята не прекращается во время нахождения ГГ в резерве во избежание окисления внутренней поверхности полых проводников и образования на ней отложений.

Во многих случаях применяются системы охлаждения смешанного типа, в которых для напряженных в тепловом отношении элементов используется непосредственное водяное охлаждение, для других - воздушное. Например, в ГГ Красноярской ГЭС обмотки и шины статора охлаждаются непосредственно водой, обмотки возбуждения имеют форсированное воздушное охлаждение, причем форсирование охлаждения достигается выполнением поперечных каналов в витках катушек полюсов. Остальные элементы конструкции имеют традиционное косвенное воздушное охлаждение.

Система технического водоснабжения (ТВС) осуществляет охлаждение устройств технологических узлов и систем гидроагрегатов, блочных трансформаторов и кондиционеров.

Различают:

-**Самотечное водоснабжение** применяется на ГЭС при напорах от 12 до 60—70 м и на НС, имеющих неопорожняемый верхний бассейн. Вода забирается из ВБ, из спиральной камеры или трубопровода. При напорах выше 40—50 м понижается давление с помощью редуцирующих клапанов.

Данная система выбрана для Эржейской ГЭС.

-**Самотечно-сифонное** водоснабжение применяется на ГЭС, если охладители генератора или другие водопотребители расположены на 2—4 м выше УМО водохранилища. В этом случае для создания первоначального вакуума в верхней точке сифона используется вакуум-насос.

-**Насосная схема питания** применяется на ГЭС и насосных станциях при напорах до 12 м и выше 60—70 м, а также независимо от напора у насосной станции, где возможно опорожнение верхнего бассейна. Вода забирается из НБ горизонтальными или вертикальными-насосами. Пуску агрегата должен предшествовать пуск системы технического водоснабжения.

-**Эжекторная схема питания** забирает из ВБ лишь часть общего расхода, с помощью которого засасывает из НБ остальную часть потребного расхода. Эжекторная установка проста и надежна в эксплуатации. Она применяется при

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		141

напорах 40—200 м.

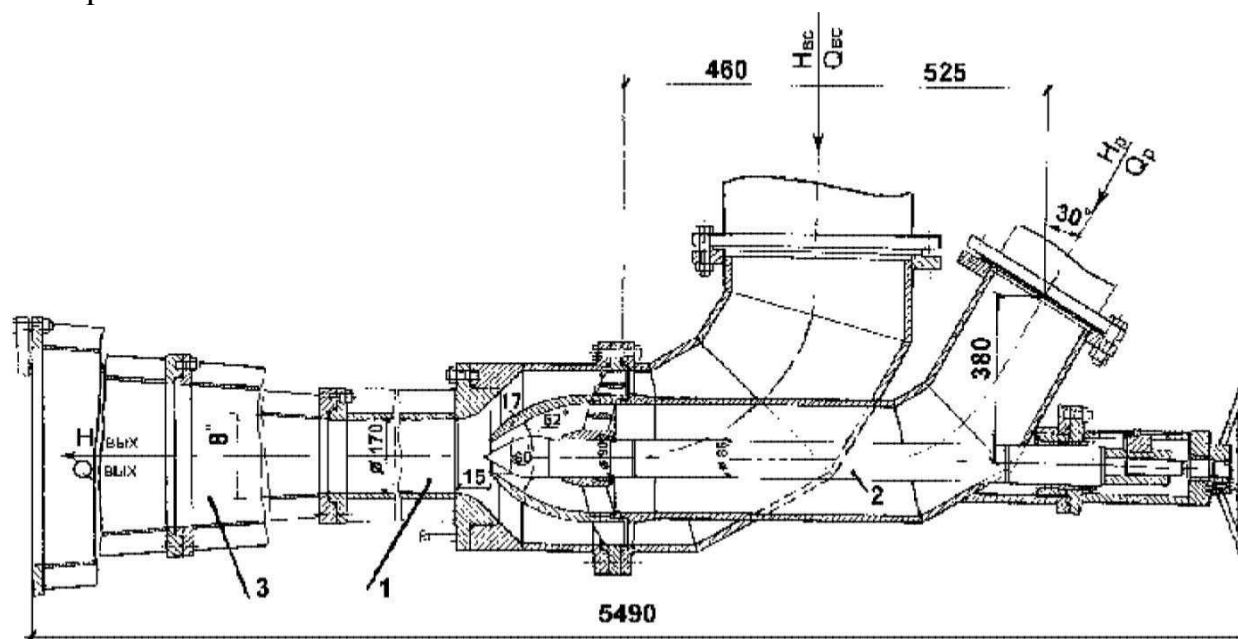


Рисунок 10.4 Эжектор

10.1 Система смазки и охлаждения подшипников и подпятников.

Подаче масла к трущимся частям генератора — в подшипники и подпятники — уделяется весьма серьезное внимание, так как отсутствие масла между трущимися поверхностями вызывает перегрев и выплавление баббита из вкладышей и подпятника и тем самым аварию и длительную остановку агрегата. Циркуляция масла в системе смазки гидрогенератора может осуществляться различными способами; основными из них являются:

1. обособленная масляная система с собственным масляным насосом без наличия масляного фильтра;
2. масляная система, общая с турбиной;
3. обособленная масляная система с собственным масляным насосом и фильтром;
4. самоциркуляция масла, создаваемая вращающимися частями подпятника; охлаждение масла производится проточной водой, проходящей через змеевик, расположенный в ванне пяты.

В агрегатах малой мощности (до 5000 кВт) применяется обособленная масляная система с собственным маслонасосом и без масляного фильтра, представленная на рис. 73. При этой схеме заполнение маслом масляной системы генератора производится от главной масляной магистрали станции через кран 1. Масло подается в ванну подпятника 6, откуда через перелив 3 попадает в ванну нижнего генераторного подшипника. В последней также имеется перелив 4 для спуска избытка

масла в сливную магистраль станции. Так как зубчатый масляный насос 2 приводится во вращение от вала генератора, то после установления нормального числа оборотов генератора кран 1 закрывается и масляная система смазки работает самостоятельно. При работе генератора насос 2 подает масло в бак подпятника и в оба направляющих подшипника.

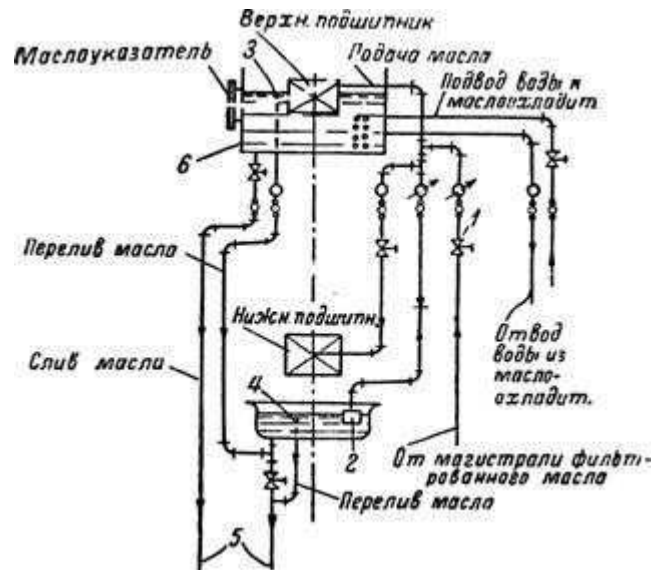


Рисунок 10.5 - Схема обособленной масляной системы (без фильтра) смазки подпятника и подшипников генератора

Далее масло самотеком через перелив сливается в ванну нижнего направляющего подшипника, где установлен насос. Трубы 5 служат для слива масла при его замене или при демонтаже генератора. Для проверки течения масла по маслопроводам служат масло- указатели и струйные реле. Скорость циркуляции масла также проверяется и регулируется. Температура масла проверяется обычными термометрами, электротермометрами и температурными реле. В более мощных агрегатах иногда применяется объединенная система смазки для генератора и турбины, только в этом случае подпятник большей частью имеет свой отдельный насос, как это видно, например, на схеме рис. 10.6, где изображены два варианта, в которых легко разобраться самостоятельно. Охлаждение циркуляционного масла при этом достигается различными способами, как это было

изложено выше. По пути движения масла имеются фильтры.

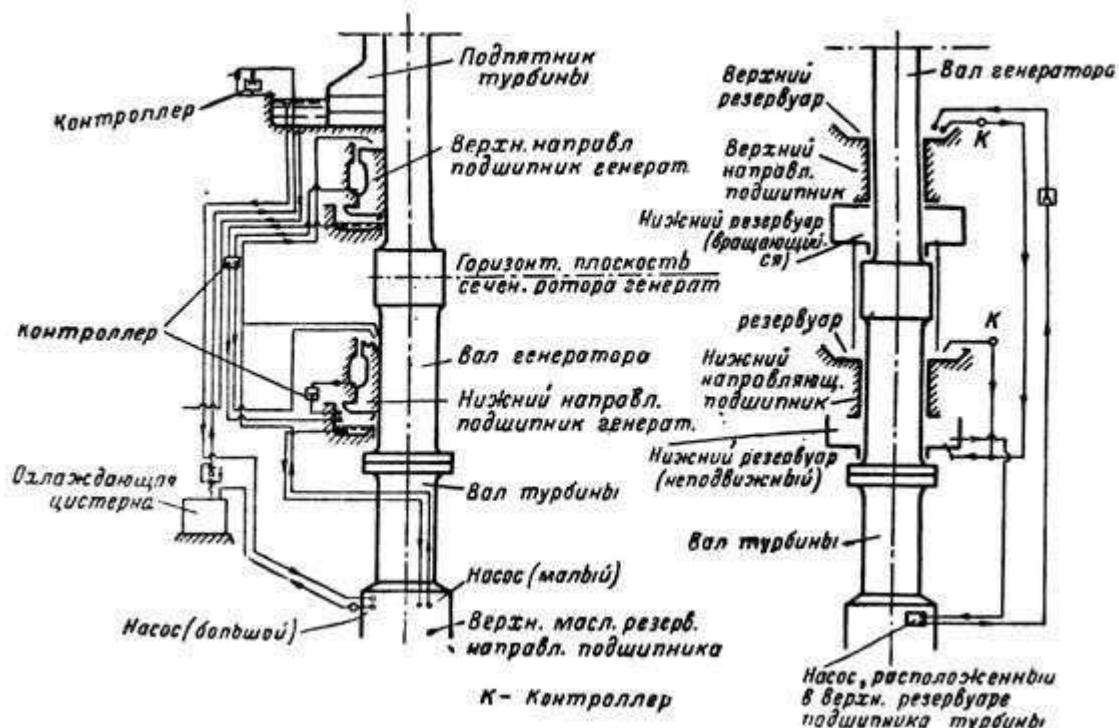


Рисунок 10.6. Схемы маслопроводов для смазки подпятника и подшипников генератора

Существует еще обособленная система смазки генератора с фильтрами, применяемая для агрегатов средней и большой мощности. На рис. 75 изображена одна из этих схем в упрощенном виде. Показанный справа бак фильтра разделен сеткой на две части для грязного и чистого масла.

Эта сетка для очистки может выниматься во время работы агрегата. При этой операции автоматически действующий клапан закрывает доступ загрязненного масла в систему смазки. Фильтр устроен так, что при чрезмерном загрязнении сетки излишек масла из отделения грязного масла переливается в отделение чистого масла; при этом фильтрация масла через фильтр хотя и уменьшается, однако подача масла в подпятник и подшипники не прекращается.

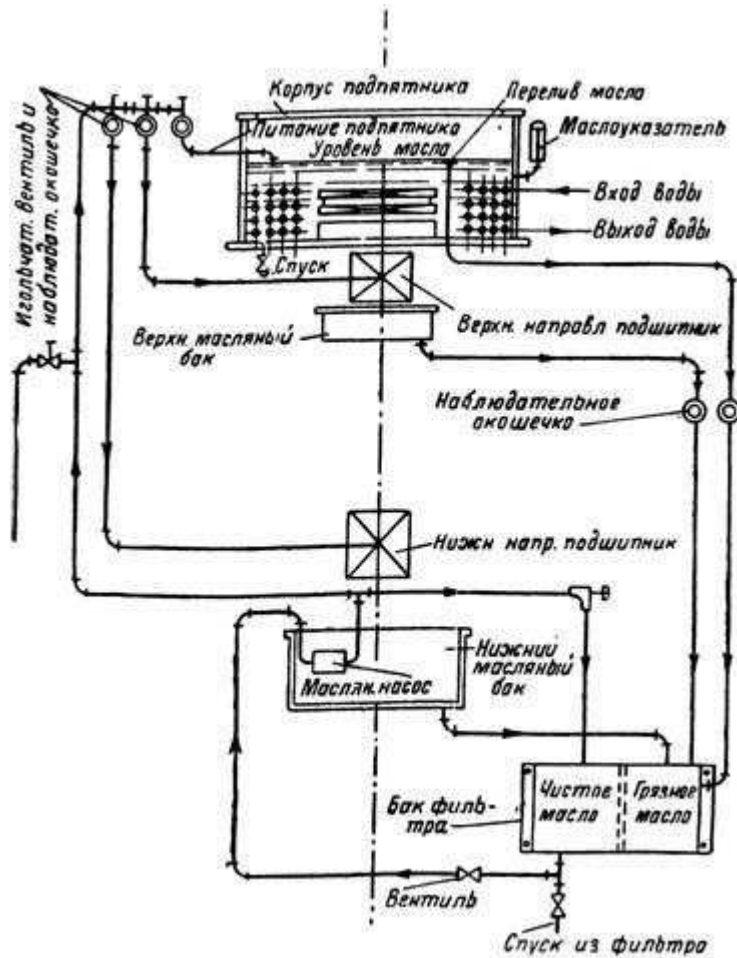


Рисунок 10.7 - Схема обособленной масляной системы (с фильтром) смазки подпятника и подшипников генератора

Расход масла для направляющих вкладышей гидрогенераторов средней и большой мощности колеблется от 3,5 до 4,5. В очень крупных агрегатах при большом расходе масла для смазки приходится масляный насос генератора устанавливать вне пределов последнего, снабжая его специальным электродвигателем. Для повышения надежности действия смазки дополнительно устанавливается резервный насос с приводом от двигателя постоянного тока, который автоматически включается в работу при аварии с основным насосом. Перед пуском вся масляная система генератора должна быть заполнена маслом. Для окончательного удаления из масла всех примесей в виде механических частиц необходимо при помощи постороннего насоса дать маслу возможность циркулировать через весь трубопровод, вкладыши и фильтр или через марлю на впускной трубе в течение нескольких суток, в зависимости от осадков на фильтре или марле.

Для того чтобы смазочное масло отвечало своему назначению, к нему предъявляются

определенные требования в отношении вязкости, кислотности, температуры вспышки, теплостойкости и т. д. Наиболее употребительными марками масел для гидрогенераторов являются масла — турбинное Л и турбинное УТ. Вязкость смазочных масел имеет большое значение в работе подпятника, так как от вязкости масла зависит способность создания масляного клина, а также и надлежащая работа насосов смазки.

Применяемые в настоящее время подшипники гидротурбин могут быть разделены на две группы: со вкладышами на резиновой основе, которые смазываются и охлаждаются водой, и вкладышами на баббитовой основе, которые смазываются и охлаждаются маслом (рис. 10.8, 10,9).

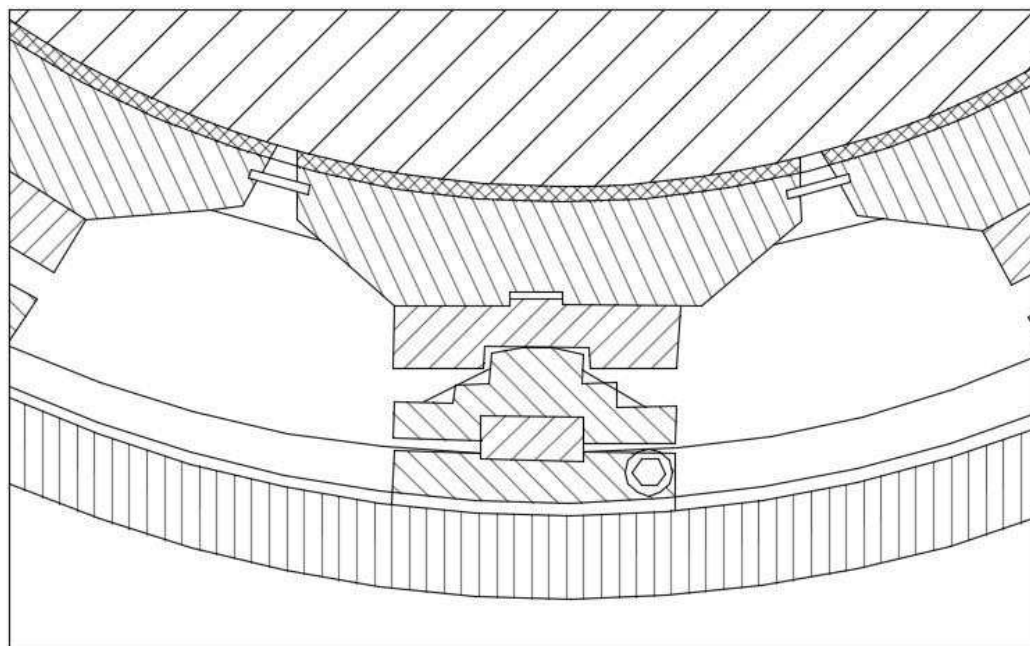


Рисунок 10.8 - Турбинный подшипник с водяной смазкой сегментного типа.

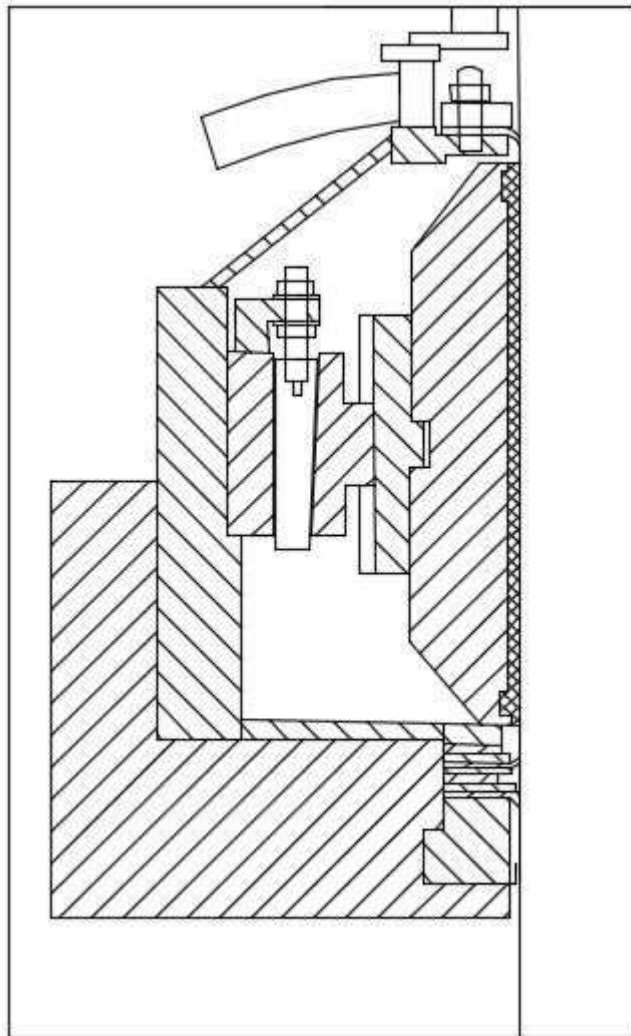


Рисунок 10.9-Турбинный подшипник с водяной смазкой сегментного типа

По исполнению подшипников приняты два варианта: кольцевой и сегментный. Сегментные подшипники более технологичны, менее трудоемки при изготовлении и удобнее в эксплуатации на ГЭС.

10.2 Сравнение турбинного подшипника на водяной и масляной смазке

Преимуществами турбинного подшипника на водяной смазке являются: - меньше межремонтный период, тем самым достигается более высокая надежность; -более точная установка зазоров; -допускается прекращение подачи воды на охлаждение втечении 15 мин.

Недостатки турбинного подшипник на масляной смазке:

-существуют утечки масла; -масло-пожароопасная среда.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

-необходимости в ряде вспомогательного оборудования для смазки подшипника (резервуары, насосы и т.п.) и в ответственных и трудоемких операциях по приемке, подготовке, заполнению, доливке, замене и утилизации турбинного масла;

Преимуществами направляющих подшипников на резиновой основе с водяной смазкой перед баббитовыми со смазкой маслом являются:

-Простота, удобство и надежность эксплуатации вследствие отсутствия необходимости в ряде вспомогательного оборудования для смазки подшипника (резервуары, насосы и т.п.) и в ответственных и трудоемких операциях по приемке, подготовке, заполнению, доливке, замене и утилизации турбинного масла;

-Способность частичного демпфирования вибраций вала вследствие эластичности резины;

-Уменьшение консольности рабочего колеса турбины за счет возможности более низкого высотного расположения резинового подшипника;

-Уменьшение механических потерь вследствие меньшего коэффициента трения;

-Отсутствие необходимости в сложных уплотнениях, предотвращающих попадание воды из зоны рабочего колеса в баббитовый подшипник, а также попадание масла из подшипника в проточную часть турбины, применение которых усложняет конструкцию турбины, а значит, снижает надежность ее эксплуатации;

-Экологичность эксплуатации ввиду полного отсутствия масла в узле. - Экономическая выгода ввиду более низкой стоимости материалов пар трения, технологии изготовления, эксплуатационного и ремонтного обслуживания.

Несмотря на довольно широкое распространение в гидротурбинах резиновых подшипников, традиционные конструкции как кольцевых, так и сегментных подшипников обладают и некоторыми недостатками, в числе которых:

-Обрастание элементов подшипника моллюском дрейссеной;

-Необходимость облицовки вала в зоне подшипника нержавеющей сталью; - Высокая трудоемкость регулировки зазоров у подшипников кольцевого типа;

-Более быстрое возрастание биения вала турбины в ходе эксплуатации у сегментных резиновых подшипников по сравнению с другими типами подшипников;

-Низкая надежность опорных элементов сегментного резинового подшипника.

-Немедленный выход подшипника из строя (сгорание резины) при внезапном прекращении подачи водяной смазки или ее недостаточности вследствие плохой теплопроводности резины.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		148



					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		149

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) Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 53 с.
- 3) СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения./Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2003. – 40 с.
- 4) 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.: ил.
- 5) Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие/ Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 400 с.: ил.
- 6) Куценов, Д.А. Проектирование электрической части ГЭС: учебное пособие/ Д.А.Куценов: СШФКГТУ, Саяногорск, 2006. – 200 с.
- 7) Тернов, А.Ф. Гидравлический расчет водосливной плотины: методические указания к выполнению курсовой работы/ А.Ф. Тернов: СШФ КГТУ, Саяногорск, 2004. – 41 с., ил.
- 8) Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Л.: Энергоиздат., 1982. - 672 с.
- 9) Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения. в двух частях. Ч.1/ Л.Н. Рассказов.– М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
- 10) Гидротехнические сооружения/ Г.В.Железняков, Ю.А. Ибад-Заде, П.Л.Иванов; под общ. ред. ВП. Недриги. – М.:Стройиздат,1983. –543 с., ил.
- 11) СНиП 2.06.04-82* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2004. – 46 с.
- 12) СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные./Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1985. – 50с.
- 13) Гришин, М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: учебник для студентов вузов/ М.М. Гришин.– М.: Высшая школа, 1979. – 615 с.
- 14) СНиП 2.06.08-87 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений/ Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.
- 15) Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций. - М.: НЦ ЭНАС, 2001.-160 с.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		150

- 16) Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - Ростов н/Д: «Феникс», 2006.-189 с.
- 17) НПБ 110-99. Перечень зданий и сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализацией. - Ростов н/Д: «Феникс», 2004.-234 с
- 18) Барановский, А.И. Экономика промышленности: учеб. пособие для вузов в 3-х т. Т.2. Экономика и управление энергообъектами. Кн.1.
- 19) Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды»(№ 7-ФЗ от 10.01.2002 г).
- 20) СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» /Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.

					ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		151

Приложение А

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 90-В-425

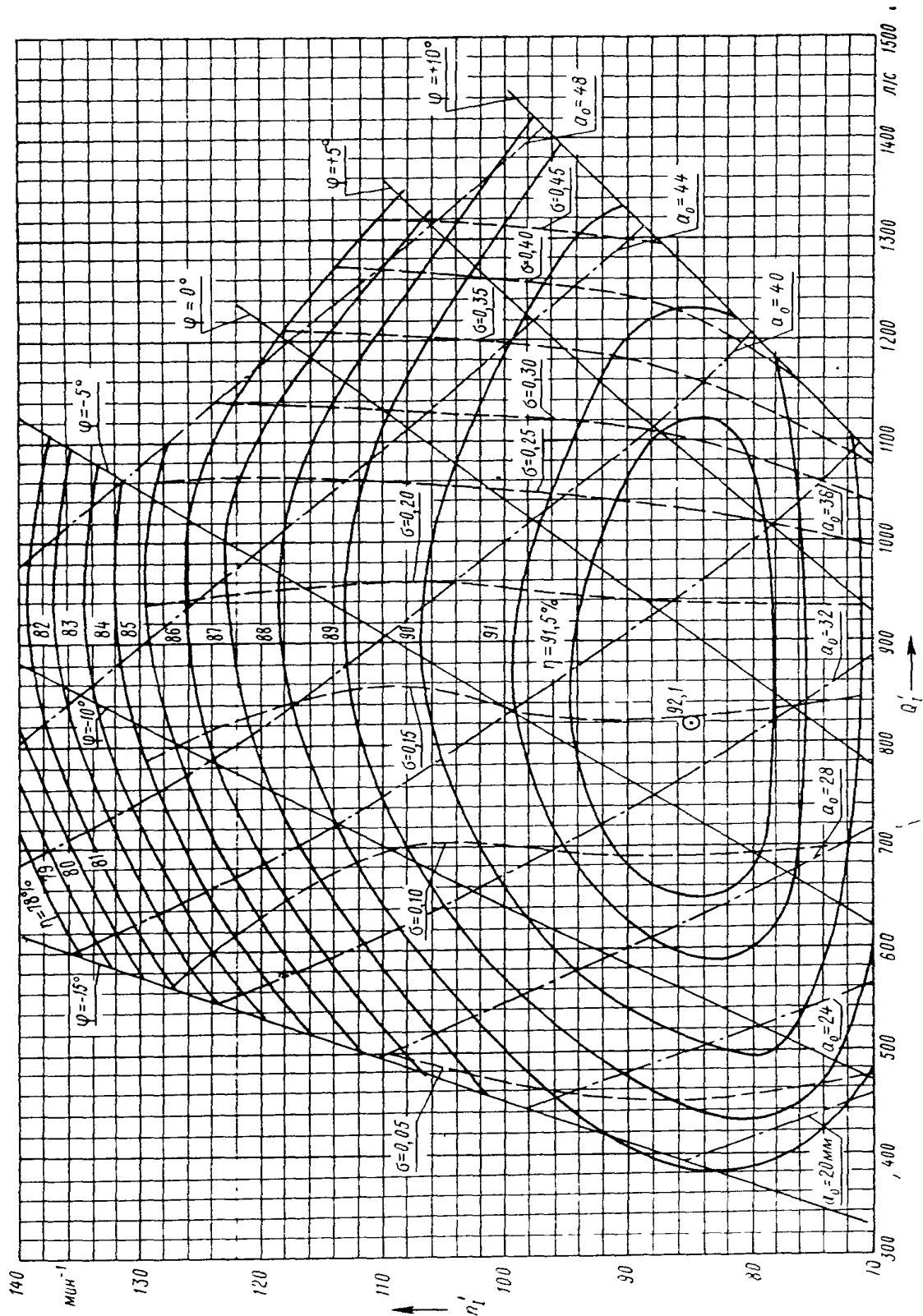


Рисунок А.1 - Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 90-В-425

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ

Приложение Б
Проточная часть гидротурбины ПЛД 90-В-425

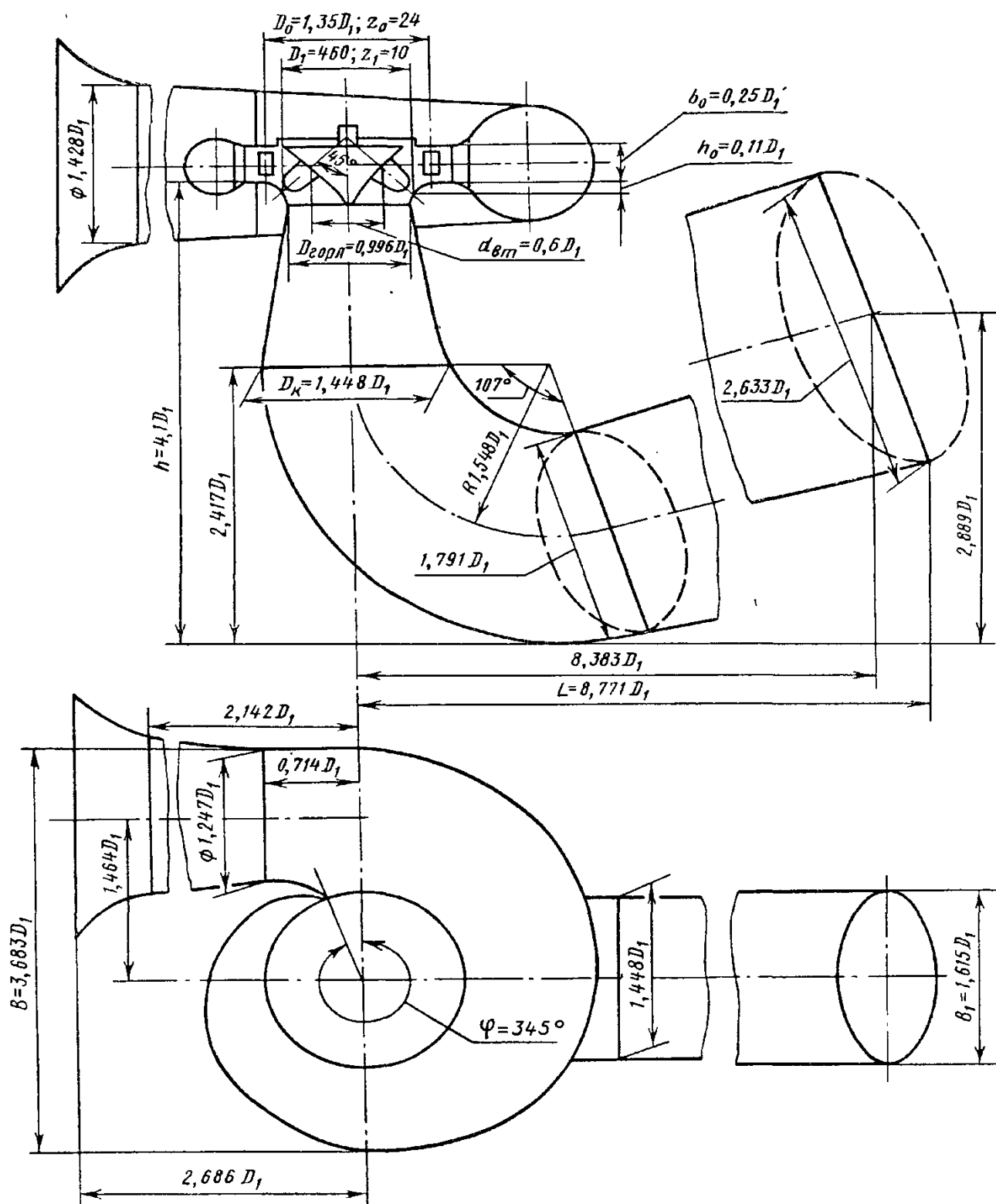


Рисунок Б.2 – Проточная часть гидротурбины ПЛД 90-В-425

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ

Лист

153

Приложение В

Универсальная характеристика гидротурбины РО 115-В-500

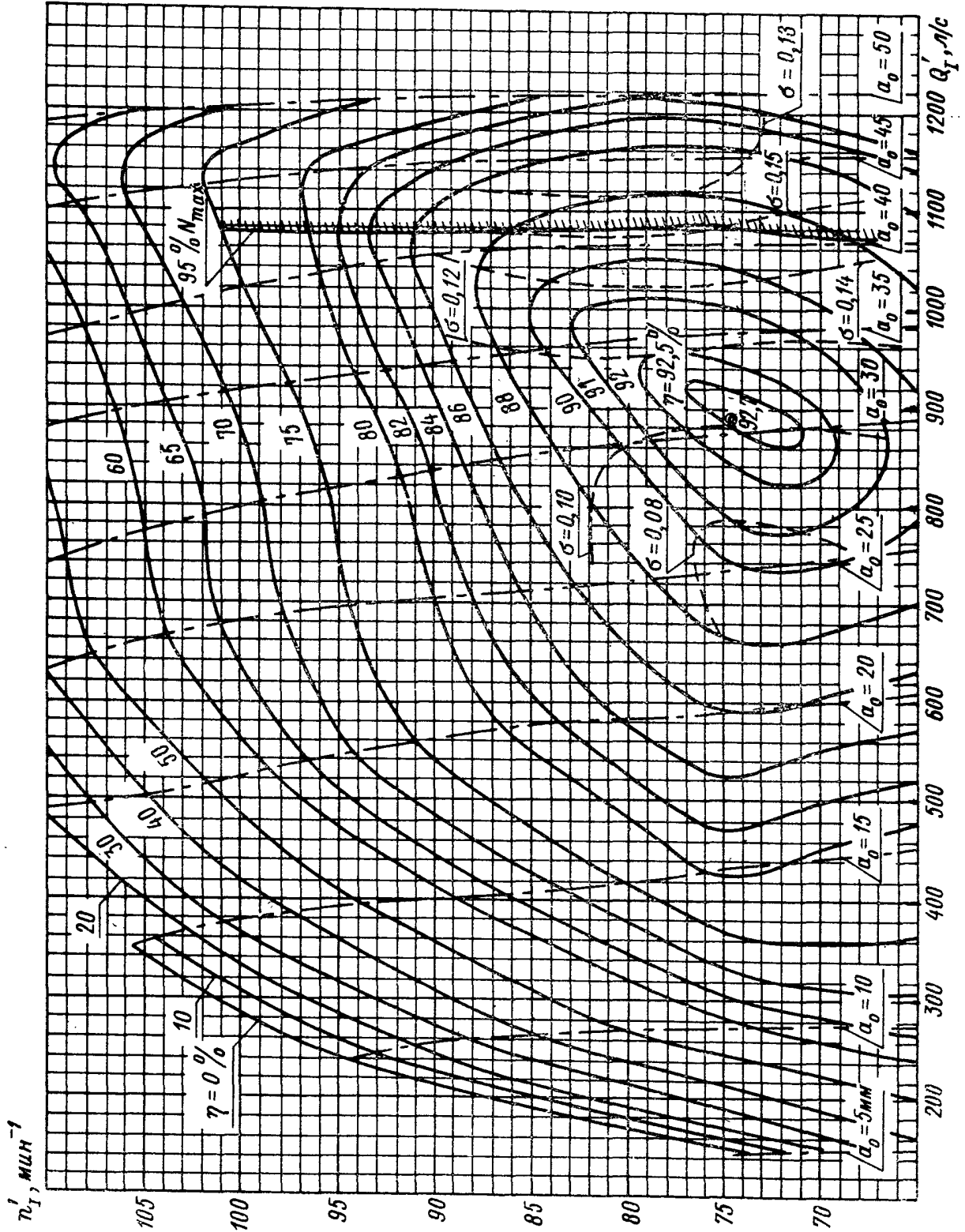


Рисунок В.3 - Универсальная характеристика гидротурбины РО 115-В-500

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ

Лист

154

Приложение Г
Проточная часть гидротурбины РО 115-В-500

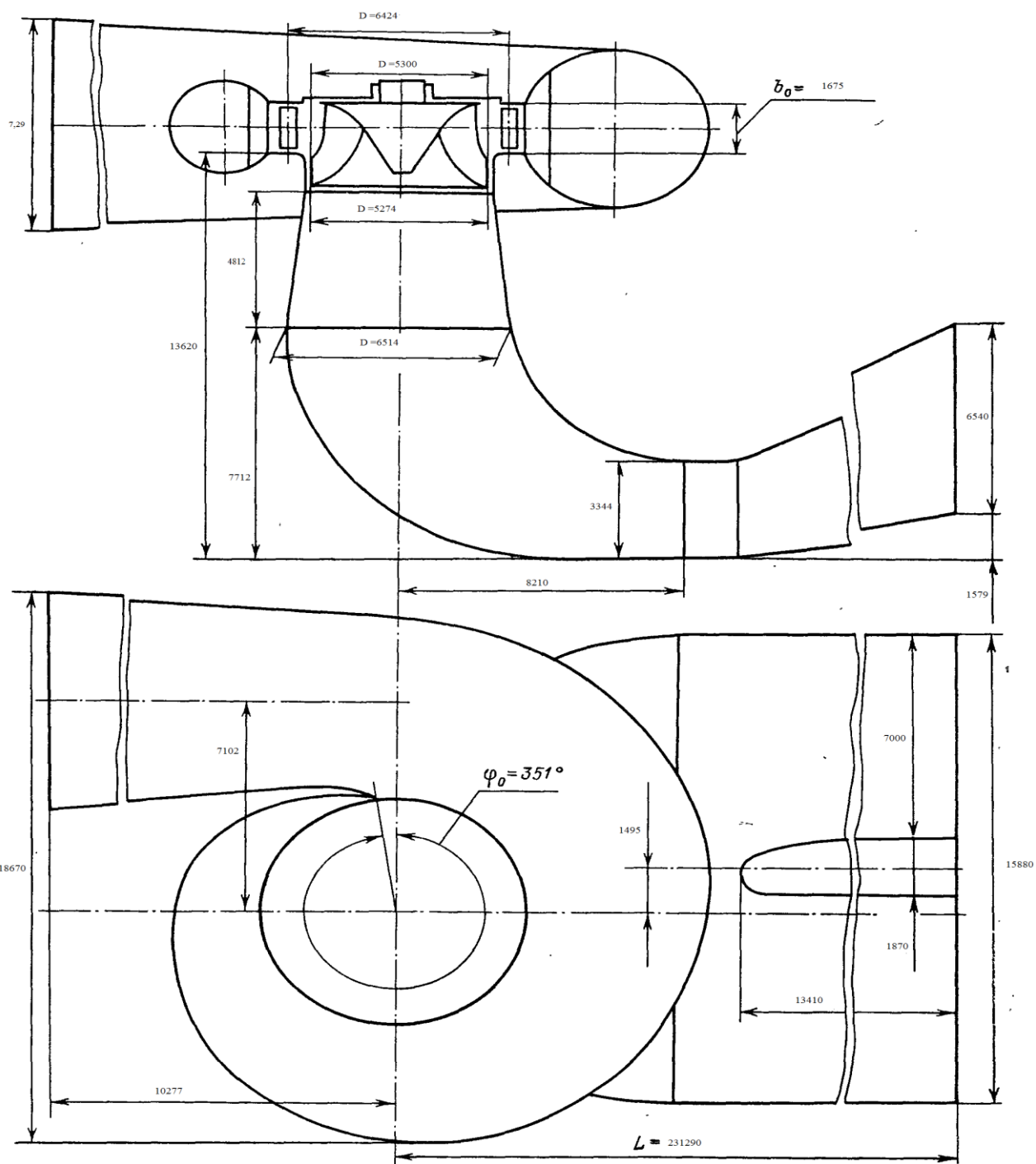
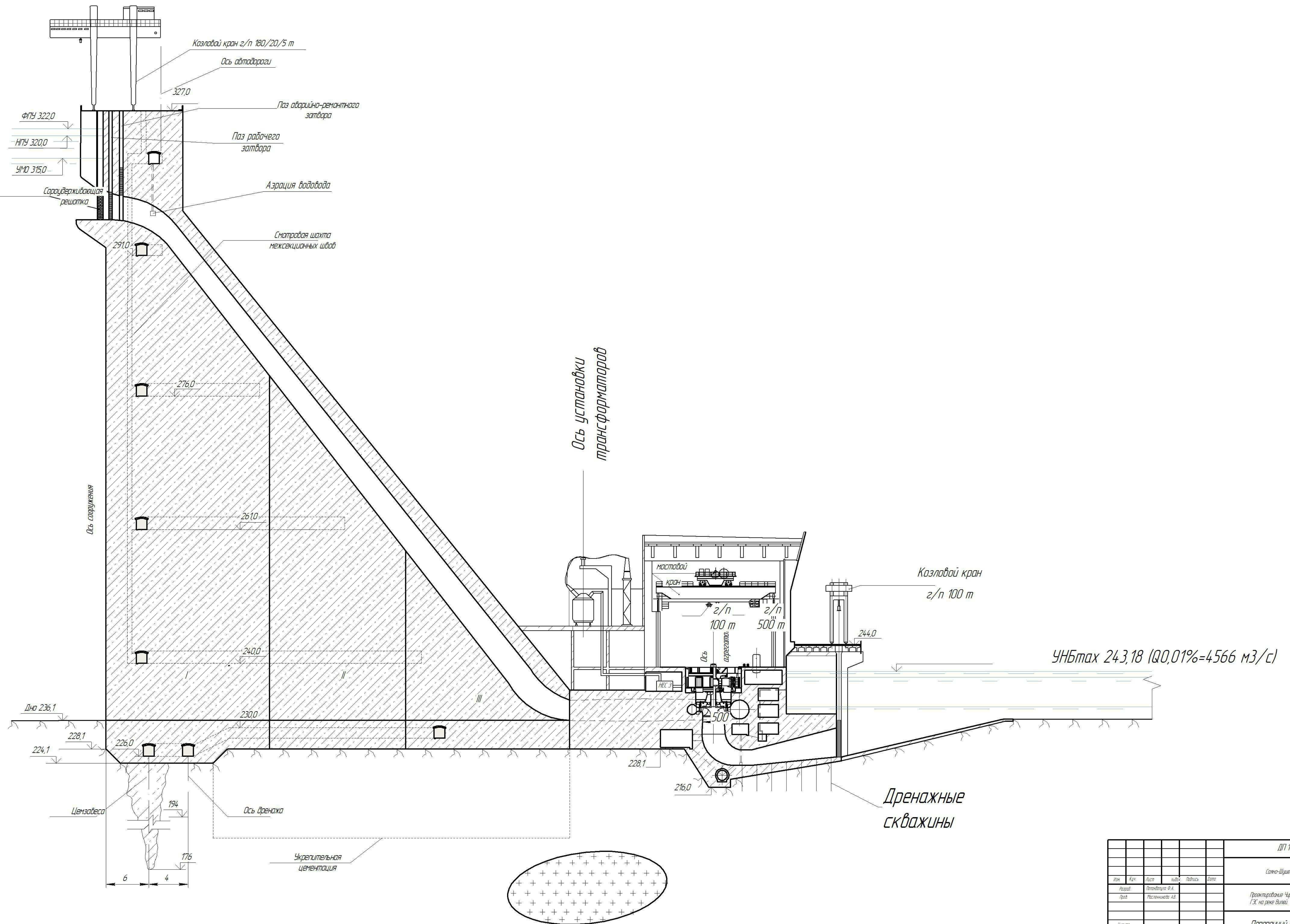


Рисунок Г.2 – Проточная часть гидротурбины РО 115-В-500

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП - 140209.65 -0705275 ПЗ

Поперечный разрез плотины по станционной части
М 1:500

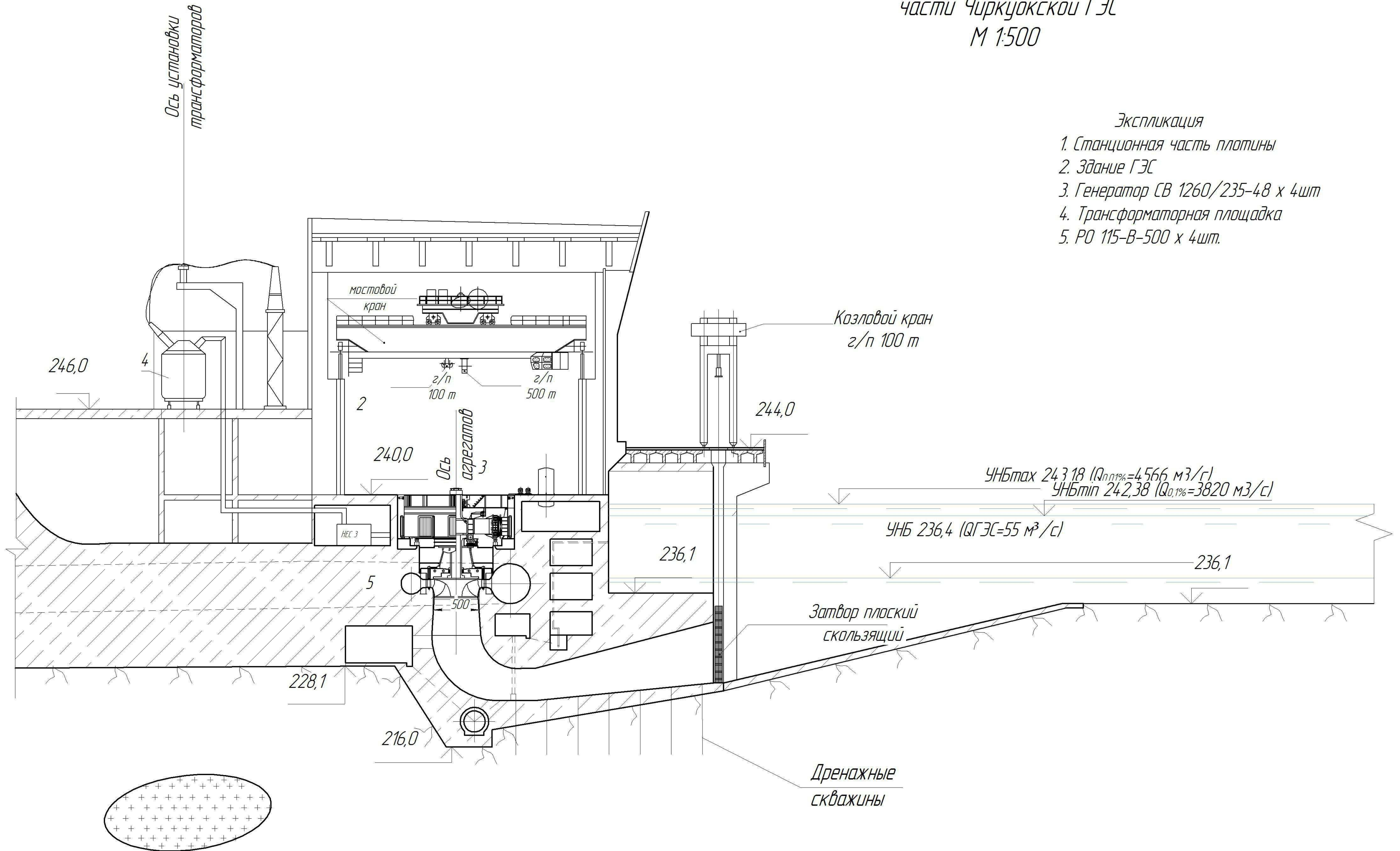


ИП 14.0209.65-0705275					
Сеть-Шуменский филиал СЭС					
Изм.	Кач.	Лист	наим.	Габариты	Дата
Разраб.	Лоповатов А.А.				
Проект.	Мельников А.В.				
Исполн.					
Служб.	Козлов И.В.				
Проектирование Чиряковской ГЭС на реке Вилка.				Стенд.	Лист
Поперечный разрез плотины по станционной части				4	
				кафедра ГЭСЭС	

Поперечный разрез стационарной
части Чиркуокской ГЭС
М 1:500

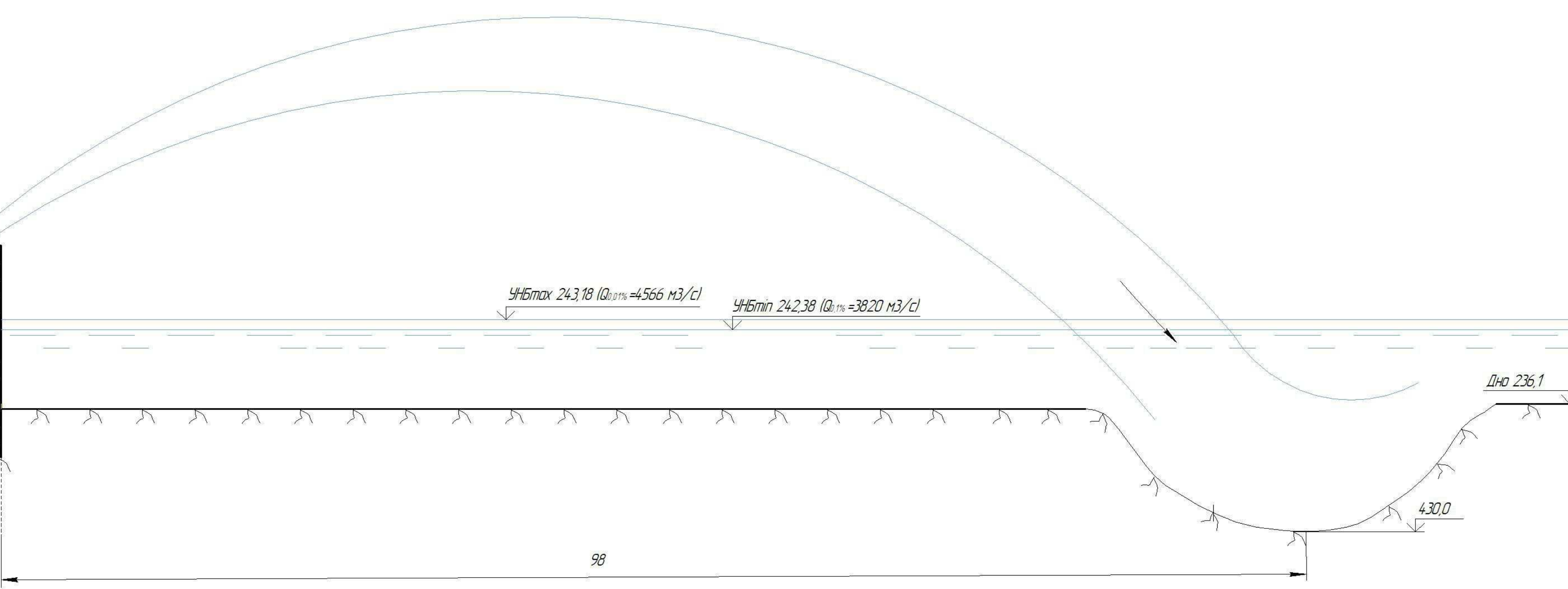
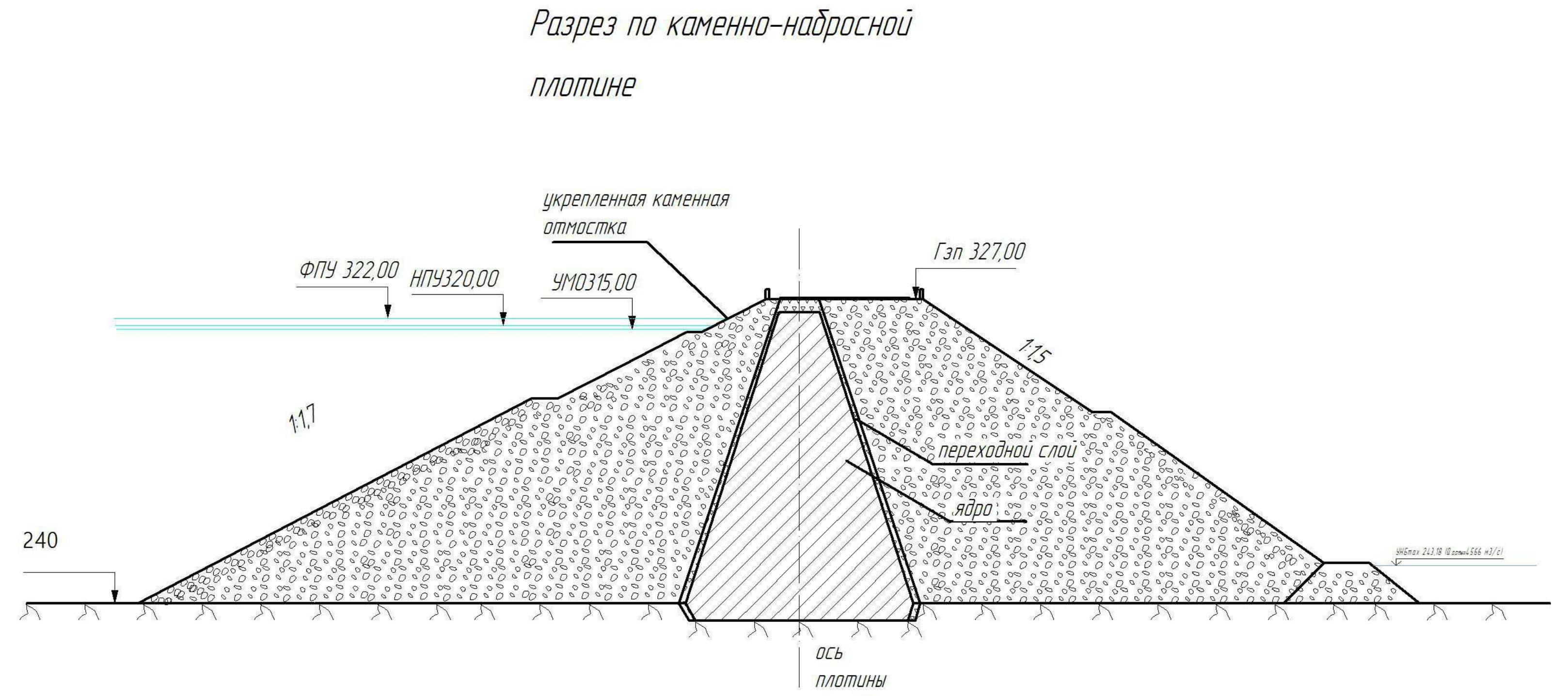
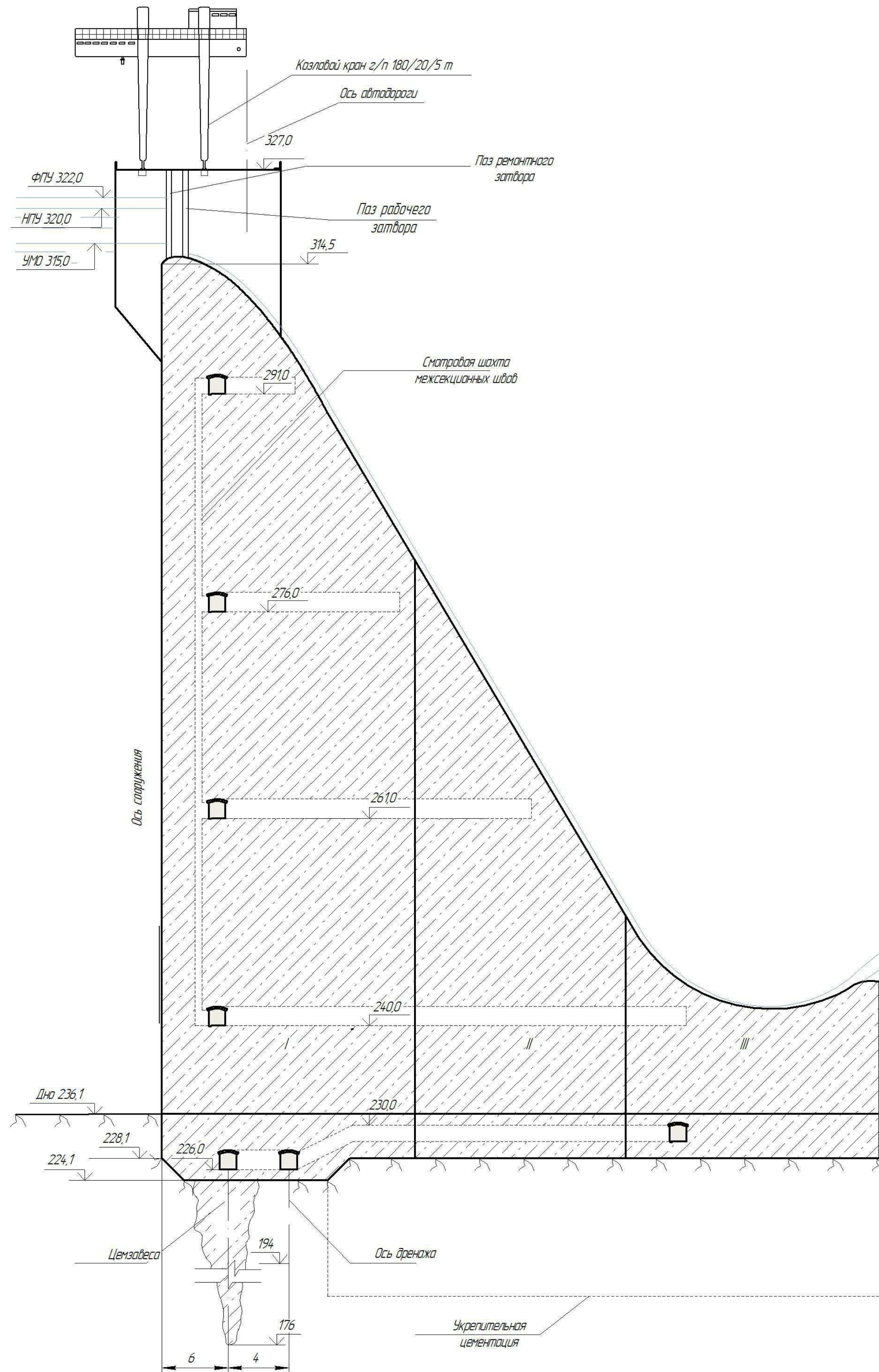
Экспликация

1. Стационарная часть плотины
2. Здание ГЭС
3. Генератор СВ 1260/235-48 х 4шт
4. Трансформаторная площадка
5. РО 115-В-500 х 4шт.



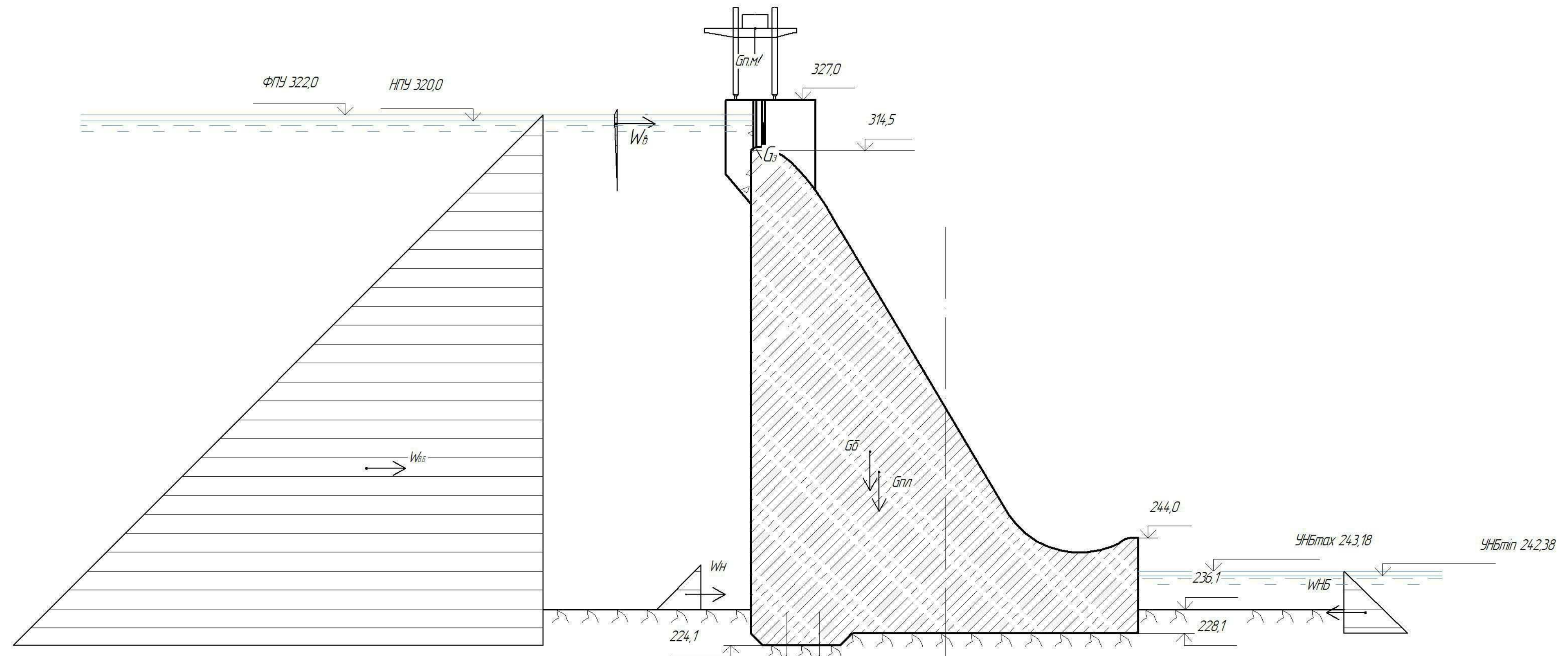
ИП 14.02.09.65-0705275					
Строительный филиал СФУ					
Изм.	Кв.	Лист	наим. Подпись	Дата	
Разраб.	Полосинин				
Проект.	Масленникова				
Исполн.					
Экз.	Резниченко И.В.				
Проектирование Чиркуокской ГЭС на реке Вилюй				Статус	Лист
Поперечный разрез стационарной части Чиркуокской ГЭС				карты ГЭС	3

Поперечный разрез водосливной плотины
М 1:500



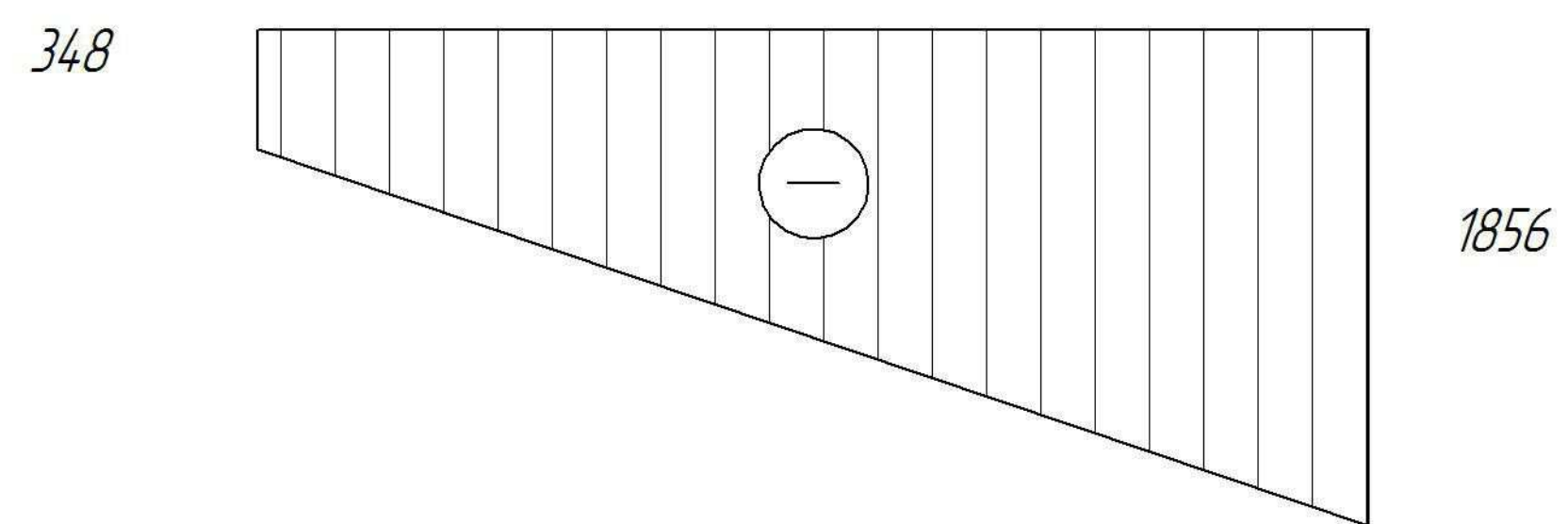
ИП 14.02.09.65-0705275					
Степно-Шумицкий филиал СФУ					
Имя	Фам.	Лист	наим.	Подпись	Дата
Разраб.	Лоповинский Д.А.				
Проект	Землеустр. 85				
Исполн.					
Спец.	Козырева И.В.				
Проектирование Чиркинской ГЭС на реке Вилюй.				Страниц	Лист
Поперечный разрез водосливной плотины				4	
				кафедра ГТЭС	

Нагрузки действующие на водосливную плотину при особом сочетании нагрузок М 1:1000

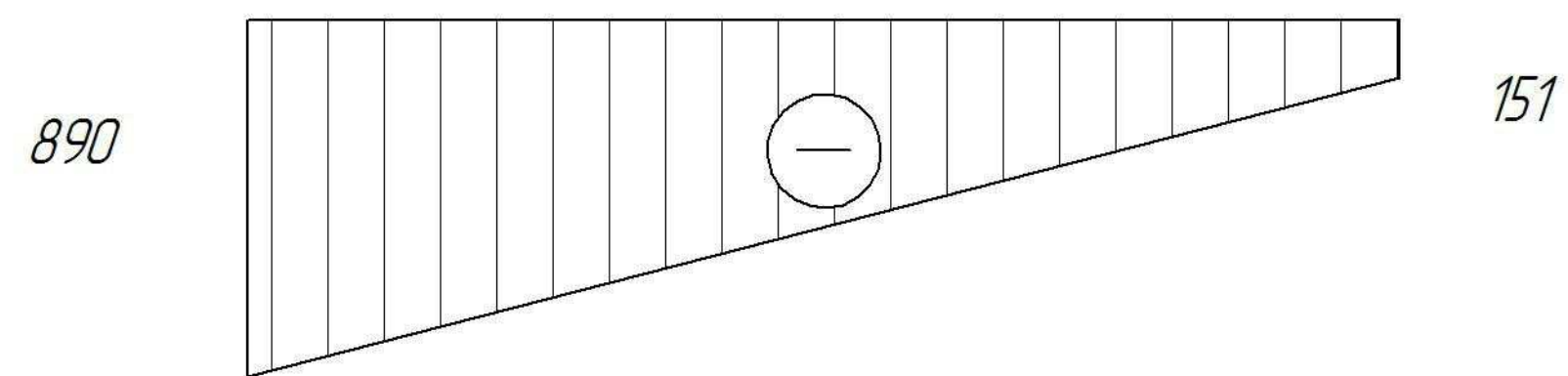


Напряжения в сечении по контакту скала-бетон

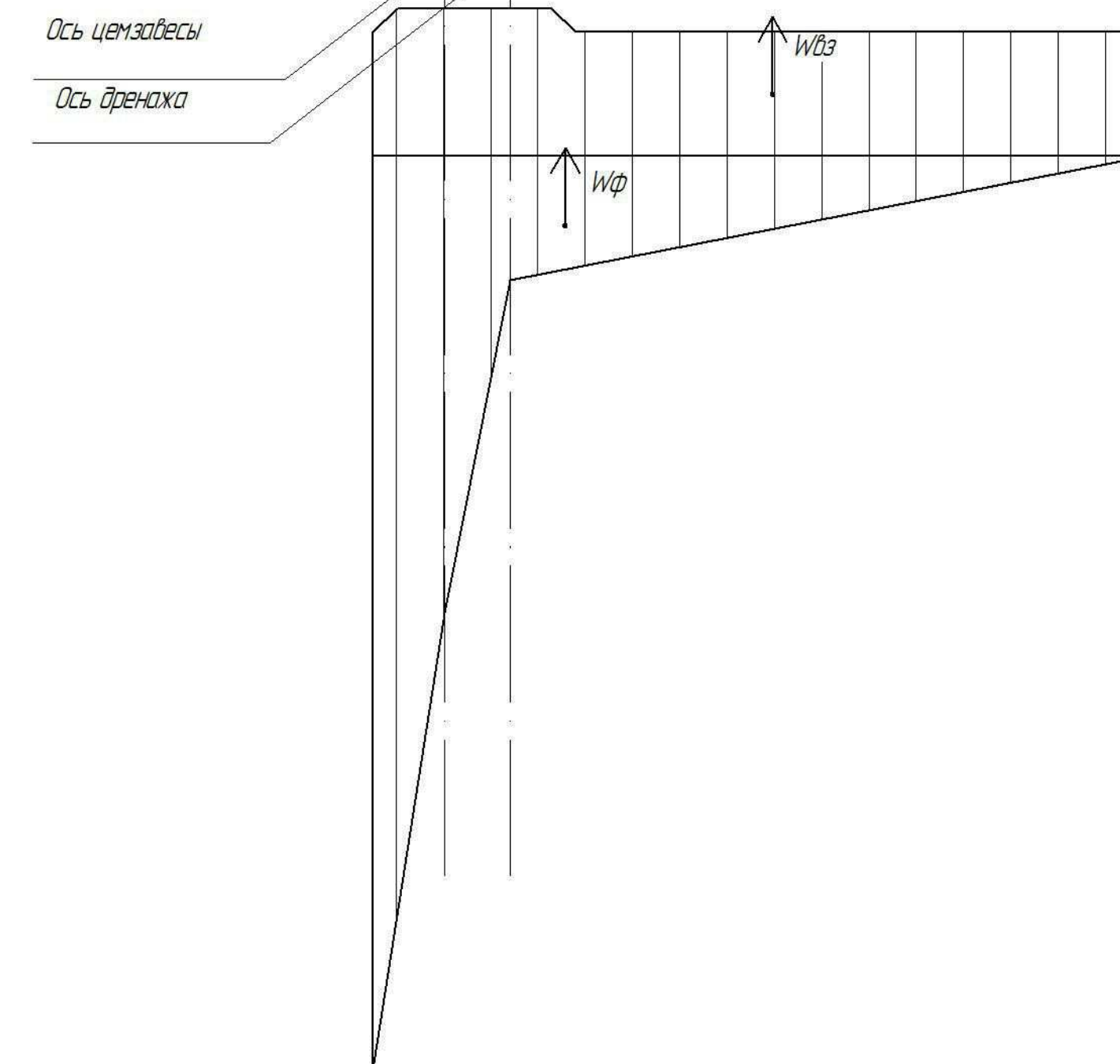
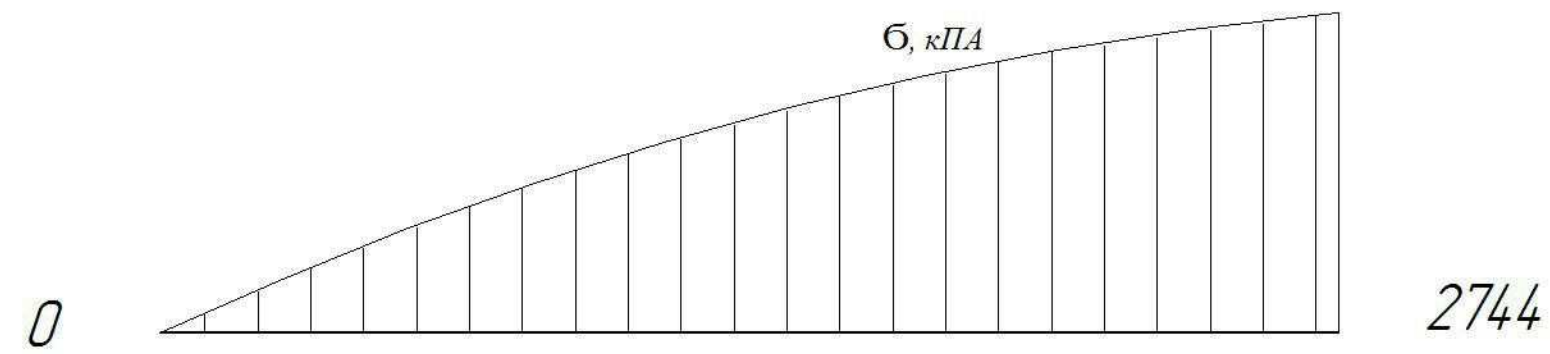
Нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам
6У, кПА



Нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам
6Х, кПА



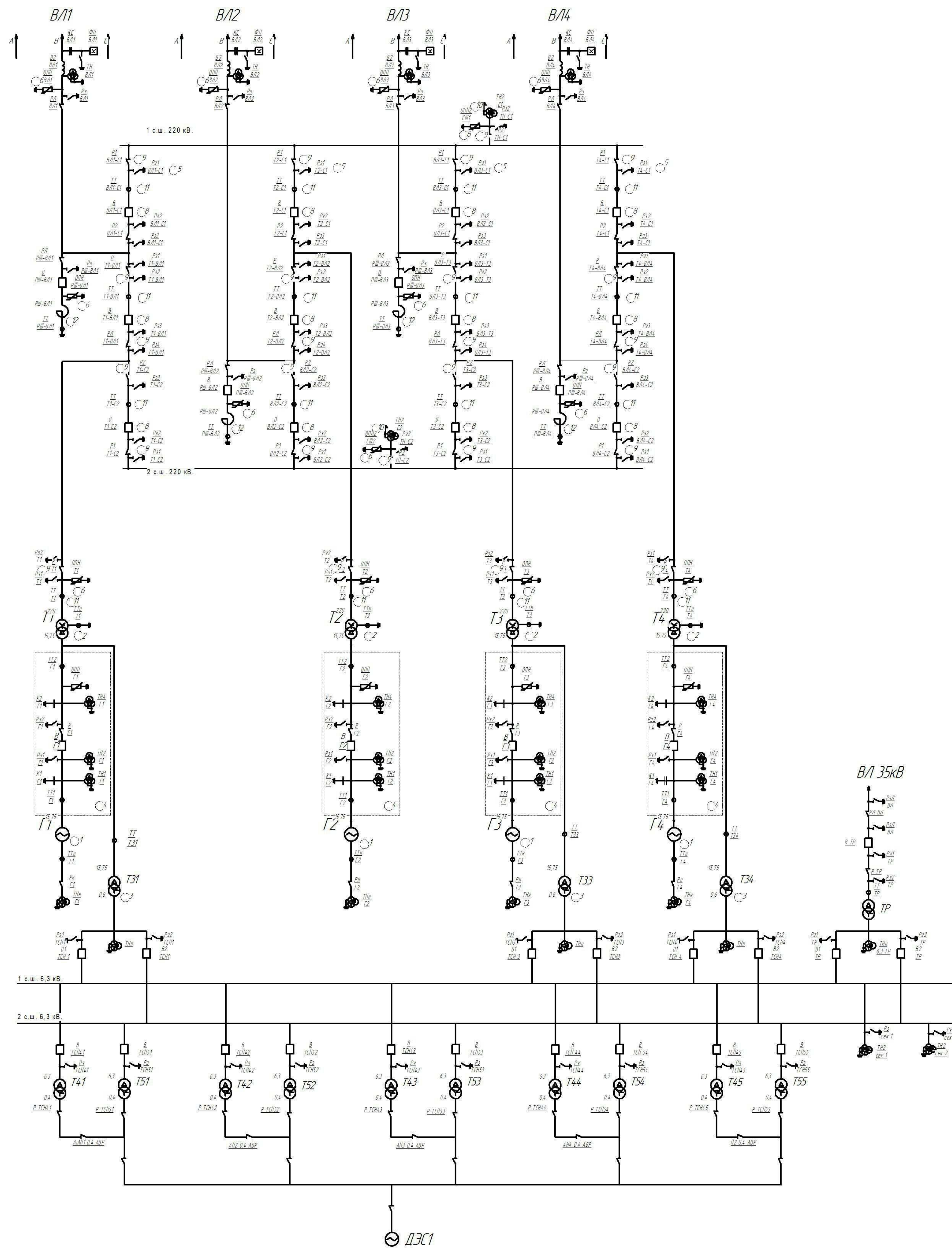
Касательные напряжения
6, кПА



Условные обозначения:

- WБ-гидростатическое давление со стороны ББ;
- WНБ-гидростатическое давление со стороны НБ;
- Wв-волновое давление;
- Wвз-взвешивающее давление;
- Wф-фильтрационное давление;
- Wн-давление наносов;
- Gп-вес плотины;
- Gб-вес бычка;
- Gз-вес затвора;
- Gп.м-вес подъемного механизма (крана);

ШП 14.020965-0705275					
Саме-Шушенский филиал СФУ					
Исполн.	Колл.	Лист	Контр.-выполн.	Дата	
Проект.	Листов 04				
Лист	Листов 55				
Проектирование Череповецкой ГЭС на реке Волга					Лист 5
Сбор нагрузок на водосливную плотину					кафедра ГТЭС
Исполн.	Лист	Контр.-выполн.	Дата		



СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Метка	Обозначение	Наименование	Кол-во
1	СВ-1260/235-4В	Генератор синхронный	4
2	ТДЛ-250000/220	Трансформатор силовой	4
3	ТМНС - 10000/35	Трансформатор собственных нужд ГЭС	4
4	НЕСЗ-15,8-100/13500	Генераторный комплекс	4
5	ЕК-14-253-40/150	КРУЗ-220 кВ	-
6	ОПН-220У1	Ограничитель перенапряжений 220 кВ	14
7	ЕКЗ 3	Силовой выключатель КРУЗ-500 кВ	
8	ЕКЗ Т	Разъединитель КРУЗ-500 кВ	
9	ЕКЗ Р	Трансформатор напряжения КРУЗ-500 кВ	
10	ЕКЗ П	Трансформатор тока КРУЗ-500 кВ	
11	РОДЛ-60000/500У1	Реактор шунтирующий	4

ШП 14.02.09.65 Д-14-3663

Самое-Шушенский филиал СФУ

Изм.	№	Дата	Исполн.	Провер.	Соглас.	Лист	Листов
Проект	Составитель Ф.А.					2	
Лист	Проверенный И.В.						
Акцепт							
Виз	Проверенный И.В.						

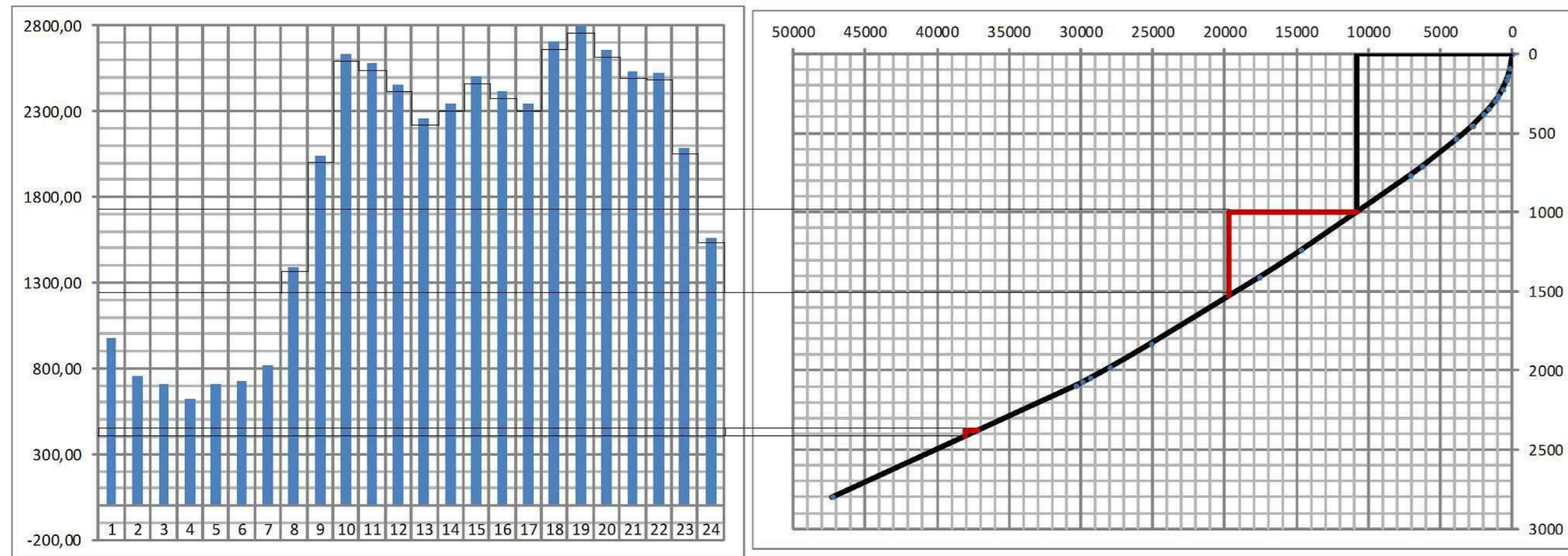
Проектирование Чиркинской ГЭС на реке Вышка

Главная электрическая схема ГЭС

ГЭС

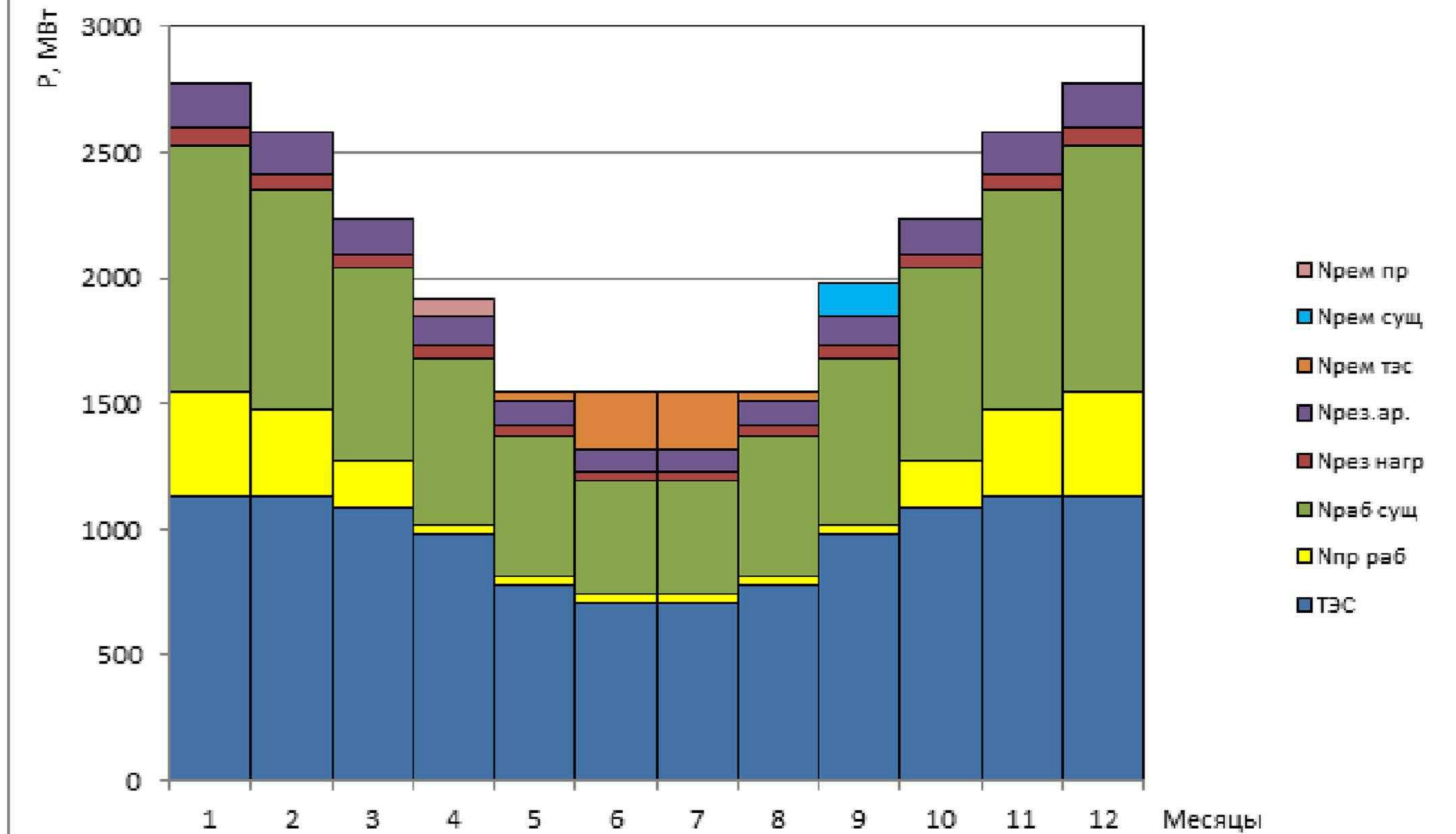
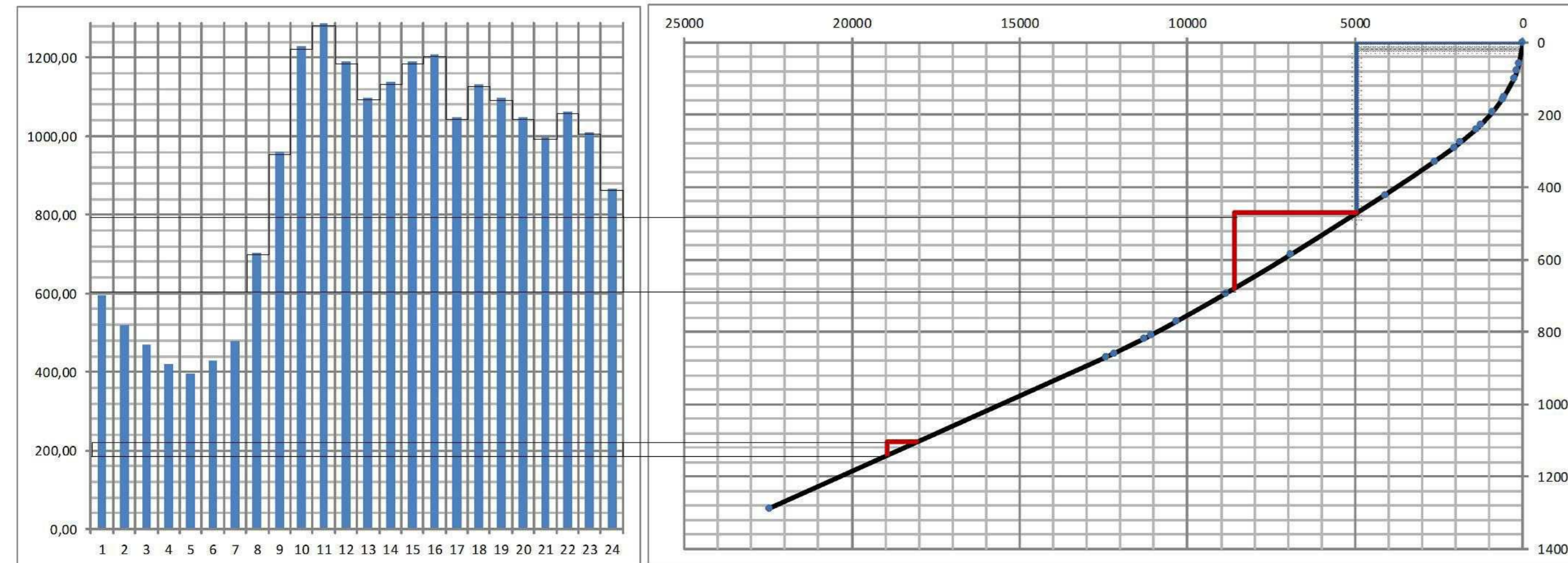
Водно-энергетические показатели проектируемой Чиркуокской ГЭС

Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода



Основные показатели проектируемого гидроузла:
 -установленная мощность станции 700 МВт
 -гарантированная мощность станции 411 МВт
 -среднегодовая выработка электроэнергии 2,1 млрд. кВт*ч планс мощности энергосистемы

Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода



Диспетчерский график сработки-наполнения водохранилища



ИП 14.02.09.65-0705275					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	К.уч.	Авт.	Изд.	Лист	Дата
Разраб.	Проверка	Внедр.			
Проектирование Чиркуокской ГЭС на реке Вилюй				Стр.	Лист
Водно-энергетические показатели				кадров ГЭС	1
Исполн.	Дата	Страниц			

Генеральный план Чиркуоккой ГЭС на реке Вилуй

р. Вилуй

НПУ 320,00

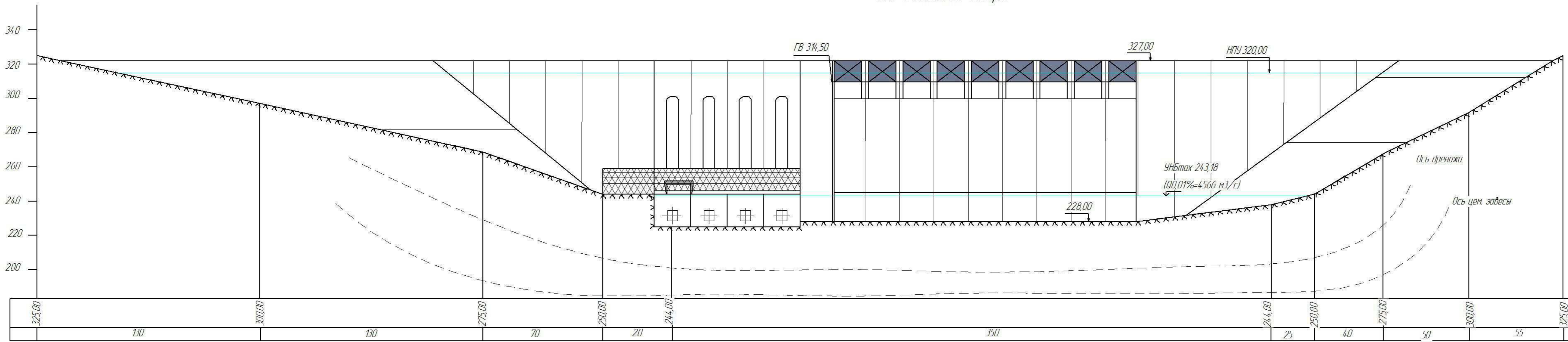
УНБтах 24,3,18

Экспликация объектов	
№	Наименование
1	Станционная часть бетонной плотины
2	Бетонная водосливная плотина
3	Правобережная глухая плотина
4	Левобережная глухая плотина
5	Машинный зал
6	Монтажная площадка
7	КРЧЗ 220 кВ

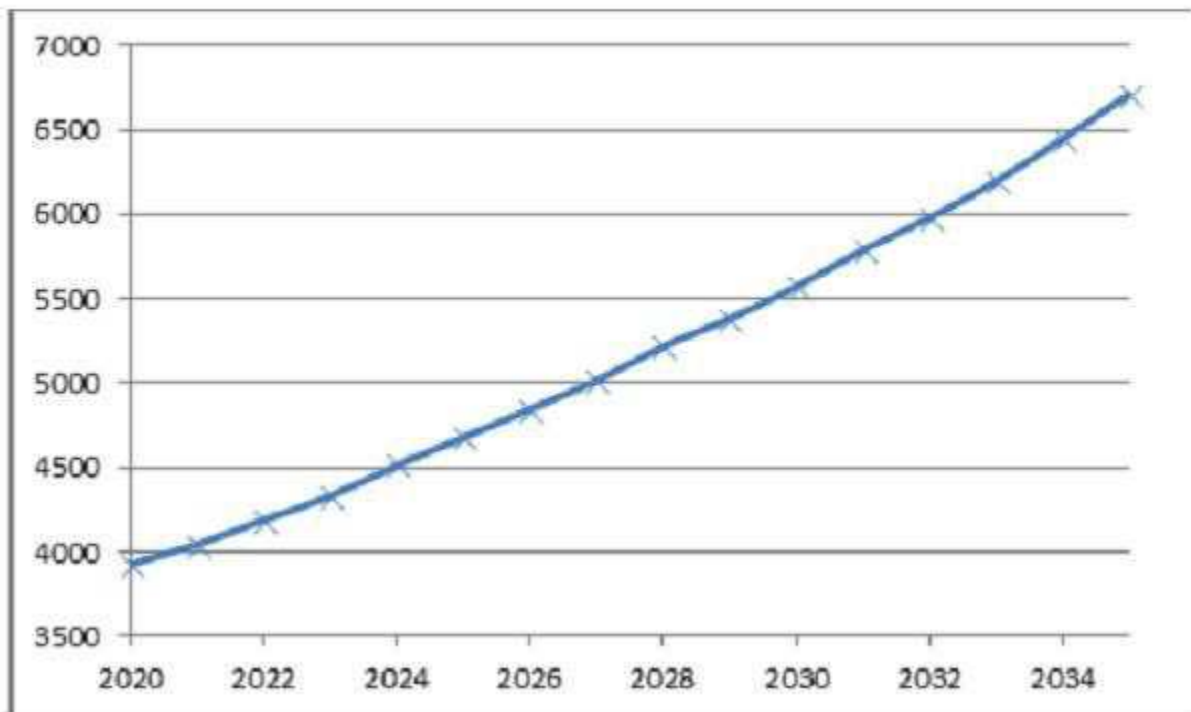
Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование
1	ВКР-14.0209.65-0705275 ГП	Генеральный план. Экспликация объектов. Ведомость состава проекта.
2	ВКР-14.0209.65-0705275 ВП	Водно-энергетические показатели.
3	ВКР-14.0209.65-0705275 ГР	Разрез по станционной части
4	ВКР-14.0209.65-0705275 ЭС	Главная электрическая схема
5	ВКР-14.0209.65-0705275 ГР	Разрез водосливной плотины
6	ВКР-14.0209.65-0705275 РР	Сбор нагрузок на водосливную плотину
7	ВКР-14.0209.65-0705275 РР	Технико-экономические показатели.

Вид с нижнего бьефа



ВКР-14.0209.65-0705275 ГП				
Совно-Щенский филиал СФУ				
Имя	Класс	Авт	Испол	Дата
Лист	Всего листов	Ф.И.	В.И.	
Проектирование: Чиркуоккой ГЭС на реке Вилуй			Стр.	Лист
			1	8
Генеральный план Чиркуоккой ГЭС на реке Вилуй. Вид с нижнего бьефа. Экспликация объектов. Ведомость состава проекта.				кордфа ГЭС



Показатель	Величина
Ставка дисконтирования, %	20
Период окупаемости, мес	81
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,18
Чистый приведенный доход, млрд. руб.	1,57
Индекс прибыльности	1,74
Удельные капиталовложения, руб/кВт	35314,1

